



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

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

# СБОРНИК

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

*50-летию полёта в космос Ю.А. Гагарина  
посвящается*



МОСКВА  
2011

УДК 371.84 (06)  
ББК 74.2.Я7  
С23

ISBN 978-5-89552-388-9

**Сборник работ победителей XVIII Конкурса на лучшую молодежную научно-техническую разработку по проблемам топливно-энергетического комплекса.** — М.: Министерство энергетики Российской Федерации, Общероссийская общественная организация «Национальная система развития научной, творческой и инновационной деятельности молодежи России «ИНТЕГРАЦИЯ», 2011. — 320 с.

Настоящий Сборник включает в себя выступления победителей XVIII Конкурса молодежных разработок по проблемам топливно-энергетического комплекса на Итоговой конференции, состоявшейся 23 марта 2010 года в Зале Коллегии Министерства энергетики Российской Федерации.

**Адрес оргкомитета конференции:**

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

**Редакционная коллегия:**

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

Макет, компьютерная вёрстка — ООО "Ноосфера"  
тел. (4842) 54-71-07 E-Mail: Romario@kaluga.ru  
Сдано в набор 01.12.2010. Подписано в печать 10.01.2011  
Формат 60x90  $\frac{1}{16}$  Бумага офсетная. Тираж 100 экз.  
Отпечатано в ЗАО «Гриф»

ISBN 5-89552-388-9



© Министерство энергетики РФ, 2011  
© НС «Интеграция», 2011

## Содержание

Введение .....	10
Использование мембранных технологий в процессе регенерации метанола из водно-метанольных растворов, поступающих с установки комплексной подготовки газа Юрхаровского газоконденсатного промысла .....	12
<i>А. А. Абросимов</i> <i>ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»</i>	
Интегрированная система мониторинга за динамическими процессами на горном предприятии .....	18
<i>А. П. Аверин</i> <i>Институт проблем комплексного освоения недр РАН</i>	
Применение регулируемых гидродинамических муфт в системе привода центробежных насосных агрегатов .....	20
<i>А. Ф. Арсланов</i> <i>Самотлорское нефтедобывающее управление № 2 ОАО «Самотлорнефтегаз»</i>	
Проектирование разработки трещиноватого карбонатного месторождения с использованием многозабойных скважин. ....	21
<i>А. Э. Ахкубеков, М. С. Голобородов</i> <i>ООО «НК «Роснефть» — Научно-технический центр»</i>	
Производство гранулированной серы на ООО «РН-Туапсинский НПЗ» с учетом его реконструкции .....	28
<i>Д. С. Ачох, руководитель — Ю.Н. Ланин</i> <i>ООО «РН — Туапсинский НПЗ»</i>	
Технология определения текущей газонасыщенности продуктивных коллекторов по данным импульсного нейтронного каротажа, полученным с отечественного прибора АИНК-43 .....	32
<i>И. В. Бабкин, А. Н. Малев</i> <i>ООО «Георесурс»</i> <i>А. Б. Поляченко</i> <i>ВНИИГеосистем</i>	
Оптимизация технологической схемы блока регенерации растворителя из фильтрата I ступени установки 39–40 производства компонентов масел . . .	37
<i>П. В. Бакулев</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»</i>	
Совершенствование бюджетного процесса в рамках предприятия ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтепродукт» Свердловского филиала .....	42
<i>Т. Н. Банникова</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтепродукт» Свердловского филиала</i>	



Разработка технологии очистки оборудования компрессорных станций магистральных газопроводов . . . . .	45
<i>И. С. Бацокин, П. С. Литвинов</i> <i>ООО «Газпром трансгаз Волгоград» ПО ЭКС, ЛЭИПС</i>	
Повышение ремонтпригодности насосов ЦНС на этапе ремонта . . . . .	50
<i>Н. Н. Башков</i> <i>Сервисный центр ремонта нефтепромыслового оборудования Лангепасско-Покачевского региона Управления ремонта нефтепромыслового оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»</i>	
Удаление сероводорода и легких меркаптанов из мазута химическими реагентами . . . . .	53
<i>А. Ю. Белевцева</i> <i>ООО «Газпром добыча Астрахань»</i>	
Оптимизация стальных рамных каркасов с элементами переменного сечения . . . . .	57
<i>А. В. Болдырева</i> <i>ОАО «Куйбышевский НПЗ»</i>	
Повышение эффективности работы топливной системы . . . . .	62
<i>А. С. Вдовин</i> <i>ООО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК»</i>	
Применение независимых схем присоединения тепловых нагрузок на цели спутникового обогрева. . . . .	65
<i>А. С. Вершинин</i> <i>ООО «НОВАТЭК — Пуровский ЗПК»</i>	
Проблемы освоения наклонно-направленных скважин и пути их решения . . . . .	69
<i>А. В. Винокуров, руководитель — А. А. Кухарев</i> <i>Пермский филиал ООО «Буровая компания «Евразия»</i>	
Комплекс мероприятий, направленных на повышение качества крепления хвостовиков . . . . .	75
<i>В. С. Горбунов</i> <i>Западно-Сибирский филиал ООО «Буровая Компания «Евразия»</i>	
Внедрение автоматизированной системы комплексного коррозионного мониторинга на установках первичной переработки нефти ОАО «НК «РОСНЕФТЬ» . . . . .	82
<i>В. А. Гришачев</i> <i>ООО «РН-Туапсинский НПЗ»</i>	
Стратегическое управление затратами сети АЭС. . . . .	87
<i>И. С. Гусельникова, О. Б. Рошупкина</i> <i>ОАО «НК «Роснефть»- Кубаньнефтепродукт»</i>	
Выбор оптимального варианта использования ШФЛУ на месторождении Каракудук . . . . .	93
<i>И. В. Дудко</i> <i>ТОО «Каракудукмунай»</i>	





Прокатная схема обеспечения нефтегазодобывающего предприятия электропогружным и наземным оборудованием как эффективный механизм совершенствования производственной деятельности на примере ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ» . . . . .	99
<i>О. И. Дьяченко, Э. И. Хамидулина</i> ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ»	
Технология оптимизации системы разработки морских газовых месторождений . . . . .	106
<i>И. А. Евстафьев</i> ООО «Газпром ВНИИГАЗ»	
Преимущества использования технологии поточечной интерпретации данных ГИС, применяемой в НТЦ ОАО «НОВАТЭК», при построении геологических моделей месторождений . . . . .	109
<i>А. И. Звуйковский</i> ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр»	
Оптимизация конструкции распределительного устройства в аппаратах адсорбционной осушки обессеренного газа . . . . .	112
<i>С. К. Искалиева</i> ГПЗ ООО «Газпром добыча Астрахань»	
Подбор оптимальной гаммы долот для бурения эксплуатационных скважин в центральной зоне Оренбургского НГКМ . . . . .	118
<i>Ю. В. Киселев</i> Филиал «Оренбург бурение» ООО «Газпром бурение»	
Моющие присадки к бензинам на базе оснований Манниха . . . . .	124
<i>Н. С. Котова, Г. В. Тимофеева, И. К. Моисеев</i> ОАО «Средневожский научно-исследовательский институт по нефтепереработке» НИЧ ГОУ ВПО «Самарский государственный технический университет»	
Устройство поддержания защитного потенциала (УПЗП) на магистральных газопроводах и его объектах при аварийном отключении питающего напряжения оборудования ЭХЗ (УКЗ). . . . .	128
<i>С. В. Красинский</i> ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» Инженерно-Технический Центр	
Оптимизация технологической схемы при внедрении компактного электростатического коалесцента фирмы «KVAERNER» . . . . .	131
<i>Е. Ю. Кречетникова</i> ОАО «Самотлорнефтегаз»	
Применение термогазодинамических сепараторов при промысловой подготовке природного газа . . . . .	135
<i>П. А. Кудрин</i> ОАО «НОВАТЭК»	
Увеличение производительности до 320 000 т/год установки селективной очистки масел избирательными растворителями. . . . .	141
<i>М. И. Кужовник, А. Г. Балдин, А. А. Савинов</i> ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	



Разработка и исследование технологии адсорбционной очистки газов дыхания резервуаров хранения стабильного газового конденсата . . . . .	145
<i>А. В. Кулаков</i> <i>ООО «Газпром добыча Астрахань»</i>	
Повышение качества ремонта нагнетательных скважин . . . . .	148
<i>А. С. Кусакин</i> <i>Пермский филиал ООО «Буровая компания «Евразия»</i>	
Анализ и пути снижения затрат по статье «Электрическая энергия, приобретаемая у сторонних поставщиков» на примере филиала ООО «Газпром ПХГ» «Песчано-Уметское управление подземного хранения газа» . . . . .	152
<i>Е. М. Макаревич</i> <i>Филиал ООО «ГАЗПРОМ ПХГ» Песчано-Уметское управление подземного хранения газа</i>	
Улучшение характеристик работы подогревателя газа ПГА-200 и повышение его технико-экономических показателей . . . . .	157
<i>А. В. Малгин, С. А. Николаев, А. В. Симагин</i> <i>Филиал ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» – Ивановское ЛПУМГ</i>	
Оптимизация рабочих режимов мультифазных насосных установок. . . . .	162
<i>М. В. Малютин, руководитель проекта — С. В. Высоченский</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз»</i>	
Нейтрализация сероводорода в продукции скважин Баяндыкского месторождения. Вчера, сегодня, завтра . . . . .	167
<i>С. В. Манаков</i> <i>ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»</i>	
Изучение транзитных зон на примере проведения сейсморазведочных работ 3Д в пределах Юрхаровского и Новоюрхаровского лицензионных участков. . . . .	172
<i>С. И. Марченко</i> <i>ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»</i>	
Оценка результативности функционирования интегрированной системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды . . . . .	178
<i>Е. А. Мерзлякова, научный руководитель — Ш. Ш. Лейфутдинов</i> <i>ОАО «Удмуртнефть»</i>	
Разработка, опыт применения инвертно-эмульсионного раствора и перспективы его повторного использования . . . . .	181
<i>А. Н. Мисевич</i> <i>ООО «ПермНИПИнефть»</i>	
Внедрение нового метода измерения уровня подвижного слоя катализатора комплекса каталитического риформирования бензина ЛФ-35/21–1000 . . . . .	182
<i>Д. А. Молоков</i> <i>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» в г. Кстово</i>	
Внедрение системы контроля и регулирования объемов закачиваемого теплоносителя в нефтяные пласты при поверхностно-подземном способе добычи нефти . . . . .	188
<i>И. Г. Мухамедов</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз»</i>	



Создание технологической линии утилизации попутного нефтяного газа с применением газэжекторного устройства . . . . .	194
<i>Н. В. Нурғалиева</i> <i>ОАО «РИТЭК» — НГДУ «РИТЭКнефть»</i>	
Повышение надежности и эффективности основного и вспомогательного оборудования в процессе эксплуатации на КС «Торжокская» . . . . .	198
<i>С. А. Никишин</i> <i>ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»</i>	
Применение турбодетандер-генераторов в беззатратной выработке электроэнергии . . . . .	206
<i>В. В. Николаев, руководитель — В. А. Доможиров</i> <i>Карашурское УПХГ</i>	
Основные законодательные документы в области организации и управления автомобильными перевозками . . . . .	213
<i>Р. М. Нурғалиева, О. А. Пидулина, научный руководитель — Т. В. Барина</i> <i>Нижекамский политехнический колледж им. Е. Н. Королева РТ</i>	
Оптимизация процесса технического обслуживания линейных КП SUPERTU . . . .	215
<i>А. Ю. Овчинников</i> <i>ООО «Газпром Трансгаз Москва» Первомайское управление магистральных трубопроводов</i>	
Разработка методики расчета свойств пластовой нефти . . . . .	220
<i>Д. В. Окунев, Е. А. Окунева</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз»</i>	
Обеспечение эффективной эксплуатации установки сероочистки попутного газа на СП Макаровский ЦДНГ «Памятный» . . . . .	225
<i>А. П. Павленко, руководитель — Е. В. Попов</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз»</i>	
Новый взгляд на энергоснабжение предприятия — газ как собственный тариф . . . .	227
<i>В. Ю. Петров</i> <i>ОАО «Самотлорнефтегаз»</i>	
Обоснование необходимости создания геодинамических полигонов на ПХГ . . . .	232
<i>С. С. Полухина, руководители — А. П. Зубарев, А. А. Осипов</i> <i>ООО «Газпром ПХГ»</i>	
Повышение стабильности работы блоков управления образованием тумана установок WSA . . . . .	239
<i>Н. В. Родыгин</i> <i>Рязанская нефтеперерабатывающая компания</i>	
Применение микроконтроллерных систем управления в выпрямительно-зарядных устройствах и инверторах, схемные решения, алгоритмы, реализация . . .	241
<i>Д. Г. Садиков</i> <i>ОАО «Гипрогазцентр»</i>	



Модернизация существующих (типовых) малотоннажных установок сжижения природного газа на ГРС и АГНКС. . . . .	245
<i>А. А. Сгибнев</i> <i>ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»</i>	
Реконструкция установки ГФУ с целью выделения изопентановой фракции . . .	252
<i>В. А. Семенов, научный руководитель — Д. С. Белов</i> <i>ОАО «НК «Роснефть» — ОАО «Сызранский НПЗ»</i>	
Утилизация нефтяного газа с применением процесса каталитического окисления . . . . .	258
<i>П. И. Сивицкий, Ф. В. Гуль</i> <i>ОАО «Томскнефть» ВНК</i>	
Внедрение системы непрерывного мониторинга протяженных объектов (СМПО) . . . . .	260
<i>Д. А. Сидоров</i> <i>Самотлорское нефтегазодобывающее управление № 2 Открытого акционерного общества «Самотлорнефтегаз»</i>	
Использование беспилотных летальных аппаратов для проведения облетов трубопроводов и диагностики высоковольтных сетей. . . . .	262
<i>А. Н. Скопинцев</i> <i>ЦТОРТиЛПА-4 ОАО «Томскнефть» ВНК</i>	
Улучшение экологической обстановки в процессах очистки остаточного сырья при производстве смазочных масел . . . . .	267
<i>В. К. Стрелкова</i> <i>РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина</i>	
Увеличение добычи нефти на скважинах с боковыми стволами в ЦДНГ-4 ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». . . . .	270
<i>Я. М. Сусанов, руководитель — А. А. Новожилов</i> <i>ЦДНГ-4 ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»</i>	
Разработка и внедрение системы обнаружения несанкционированных врезок в нефтепромысловые трубопроводы в режиме реального времени . . . . .	277
<i>Е. Ю. Сухнат, И. А. Худяков</i> <i>ОАО «ТНК-Нижневартовск»</i>	
Внедрение программной среды «САД ТКЗ» для расчета параметров коротких замыканий заводской электросети. . . . .	283
<i>Е. М. Терпелов</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»</i>	
Эффективность использования газотурбинной электростанции (ГТЭС) в целях выполнения программы по утилизации попутно добываемого газа на примере южной группы месторождений ОАО «Оренбургнефть» . . . . .	287
<i>С. В. Ткачев</i> <i>ОАО «Оренбургнефть»</i>	
Лизинг газотранспортных предприятий как альтернатива банковскому кредитованию . . . . .	293
<i>Н. А. Трофимова</i> <i>ООО «Газпром трансгаз Югорск»</i>	



Новые технологии и инновации крепления призабойной зоны пласта. . . . .	300
<i>Р.Ф. Уразбахтин, Е.Д. Аюпова</i> <i>ООО «СП «ВАНЬЕГАННЕФТЬ»</i>	
Уменьшение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу за счет осушки попутного газа с применением нанотехнологий на нефтегазодобывающих предприятиях ХМАО-Югры . . . . .	303
<i>А. М. Хабибулин, С. А. Молибоженко</i> <i>ОАО «ТНК-Нижневартовск»</i>	
Внедрение инновационных технологий на предприятии ООО «РН — Туапсенефтепродукт» в целях ликвидации нефтяного загрязнения . . .	307
<i>А. С. Чепрасова</i> <i>ООО «РН — Туапсенефтепродукт»</i>	
Проект установки низкотемпературной каталитической изомеризации фракции НК-62°С Астраханского газоперерабатывающего завода . . . . .	312
<i>А. Ю. Шпагин</i> <i>Военизированная часть ООО «Газпром добыча Астрахань»</i>	
Обустройство скважин и кустовых площадок Энтельской площади Западно-Асомкинского месторождения для внедрения систем дистанционного управления. . . . .	316
<i>А. А. Шёкотов</i> <i>ООО «РН-Юганскнефтегаз»</i>	

## **Введение**

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

В конкурсах участвуют молодые специалисты и ученые предприятий и организаций ОАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «НК «ЛУКОЙЛ», ОАО «НОВАТЭК», ОАО «ТНК-ВР», ООО «Буровая компания «Евразия», предприятий угольной промышленности, студенты высших учебных заведений, готовящих специалистов для ТЭК.

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

Конкурсные работы связаны с современными тенденциями развития новых видов оборудования, контрольно-измерительных и аналитических приборов для нефтегазового комплекса, совершенствованием технологических процессов, решением проблем охраны окружающей среды, автоматизацией



процессов с разработкой компьютерных программ, использованием интеллектуальной собственности в хозяйственной деятельности предприятий, ремонтом и диагностикой оборудования, промыслово-геологическими исследованиями, комплексными обследованиями с целью повышения надежности и сроков службы оборудования, решением правовых аспектов освоения природных ресурсов, реализацией готовой продукции, созданием и выполнением программ по организации молодежной политики, разработкой методик определения трудового потенциала на предприятиях и др.

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

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

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

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

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

## **Использование мембранных технологий в процессе регенерации метанола из водно-метанольных растворов, поступающих с установки комплексной подготовки газа Юрхаровского газоконденсатного промысла**

**А. А. Абросимов**  
*ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»*

При добыче газа на Юрхаровском ГКП, как и на большинстве промыслов, где осуществляется добыча газа, для предотвращения гидратообразования в скважинах, системах сбора и промысловой подготовки газа применяется метанол. В ходе всего технологического процесса добычи и подготовки газа, метанол, постепенно смешиваясь с пластовой водой, превращается в водно-метанольный раствор с конечной концентрацией метанола в нем от 10 до 20%. Далее, данный водно-метанольный раствор утилизируется методом сжигания на горизонтальной факельной установке (ГФУ). Процесс утилизации изображен на рис. 1.



*Рис. 1. Горизонтальные факельные установки Юрхаровский газоконденсатный промысел*

При сжигании водно-метанольного раствора в атмосферу выбрасываются продукты сгорания метанола — монооксид углерода (СО) и двуокись угле-





рода ( $\text{CO}_2$ ), тем самым происходит крайне неблагоприятное влияние на окружающую среду.

Следует также отметить, что сам метанол относится к веществу 3-го класса опасности, и даже не сгорая, его выбросы, могут привести к пагубному влиянию на окружающую среду.

До внедрения данного проекта, ежегодно, на ГФУ Юрхаровского газо-конденсатного промысла, утилизировалось более 15000 тонн водно-метанольного раствора или, в среднем, в пересчете на чистый метанол, более 1800 тонн метанола в год. При стоимости одной тонны метанола 22 тыс. руб. на ГФУ промысла ежегодно «сжигалось» более 40 млн рублей.

Цель данного проекта — внедрение на основе действующей на Юрхаровском ГКП интегрированной опытно-промышленной установки по производству метанола (ИОПУ-12,5) комплекса по регенерации метанола из водно-метанольных стоков УКПГ. Это позволит сократить до минимума отрицательные последствия от сжигания водно-метанольного раствора, а именно, свести к минимуму неблагоприятное влияние на окружающую среду и получить при этом ежегодную экономическую выгоду.

### Технологические аспекты

Водно-метанольный раствор, поступающий с установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на ГФУ Юрхаровского промысла, представляет собой прозрачную, слегка мутноватую жидкость, при длительном отстаивании — присутствует осадок. Количество сжигаемого водно-метанольного раствора —  $2,25 \text{ м}^3/\text{час}$ .

Процесс регенерации метанола, предложенный в данном проекте, можно разделить на две основные части — предварительная очистка водно-метанольного раствора и непосредственно сама регенерация методом классической ректификации.

Предварительная очистка водно-метанольного раствора необходима вследствие того, что данный раствор представляет собой смесь метанола с пластовой водой, которая в свою очередь включает в себя примеси в виде растворимых солей и взвесей (глина, песок) — перед ректификацией данные примеси необходимо обязательно исключить.

Предварительная очистка водно-метанольного раствора

Для решения задачи очистки водно-метанольного раствора (ВМР) от минеральных солей и механических примесей был выбран комплекс очистки стоков (КОС-4) ЗАО «Гидрогаз». Данный комплекс очистки выбран на основании того, что продукция ЗАО «Гидрогаз», а именно, комплекс очистки воды (КОВ-3 М) уже на протяжении нескольких лет используется в блоке водоподготовки ИОПУ-12,5 и зарекомендовал себя с положительной стороны.

Процесс очистки водно-метанольного раствора с помощью комплекса КОС-4 основан на оборудовании, использующем мембранные технологии (ультрафильтрация, обратный осмос).

Принципиальная технологическая схема очистки водно-метанольного раствора с помощью комплекса КОС-4 приведена на рис. 2.



По подводящему трубопроводу (1) ВМР подается на установку КОС-4. Предварительная очистка раствора осуществляется на гидроциклоне (2), где удаляются тяжелые взвешенные частицы, и на шелевом фильтре (3) с рейтингом 250 мкм. Далее, в поток жидкости дозирующим насосом вводится раствор коагулянта (4). Действие коагулянта приводит к формированию хлопьев, на которые сорбируются низкомолекулярная органика и коллоиды. Для обеспечения необходимого времени контакта коагулянта с ВМР и создания оптимальных условий протекания химических реакций, ВМР собирается в контактную емкость (5). Процесс наполнения емкости автоматизирован. После контактной емкости коагулированный ВМР насосами (6) подается на ультрафильтрационную установку (7).

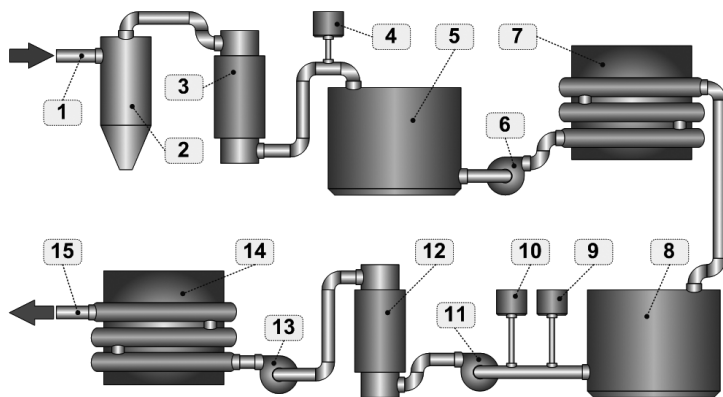


Рис. 2. Комплекс очистки стоков КОС-4  
Принципиальная технологическая схема очистки

Установка ультрафильтрации состоит из ультрафильтрационного гидроблока, интегрированного модуля обратной промывки с промывочной емкостью и модуля химической промывки. В состав гидроблока входит два мембранных ультрафильтрационных модуля. В состав гидроблока входят также собранные на общем каркасе трубопроводы, запорно-регулирующая арматура, контрольно-измерительные приборы.

С периодичностью 2–4 раза в сутки производятся комбинированные химические обратные промывки. Во время проведения промывок подача осветленного водно-метанольного раствора осуществляется из накопительного бака (8).

Далее, осветленный водно-метанольный раствор насосной станцией (11) подается на блок патронных фильтров с рейтингом фильтрации 5 мкм (12). Для предотвращения осадкообразования труднорастворимых солей на поверхности мембранных элементов перед блоком патронных фильтров в осветленный ВМР дозирующими насосами вводится соляная кислота (9) и ингибитор осадкообразования (10). Затем ВМР насосом высокого давления (13) подается на вход обратноосмотического мембранного блока (14). В связи с высоким солесодержанием ВМР для осуществления процесса мембранного



разделения требуется рабочее давление 70 кгс/см<sup>2</sup>, которое обеспечивает насос специальной конструкции.

Каждый мембранный блок включает в себя напорные корпуса со специальными мембранными элементами для высокоминерализованных растворов (производство FilmTec, США), которые собраны на стальном каркасе. Трубная обвязка с запорно-регулирующей арматурой обеспечивает оптимальное распределение гидравлических потоков.

Пройдя весь комплекс очистки — очищенный водно-метанольный раствор (75% от исходного объема) подается на ректификацию (15).

### Ректификация очищенного водно-метанольного раствора

Принципиальная схема процесса ректификации водно-метанольного раствора изображена на рис. 3.

Процесс ректификации водно-метанольного раствора проводится в классической колонне ректификации (1), оснащенной регулярной насадкой фирмы «Sulzer» (2).

Температурный режим процесса ректификации обеспечивается теплом парожидкостной смеси в кубовой части колонны (3).

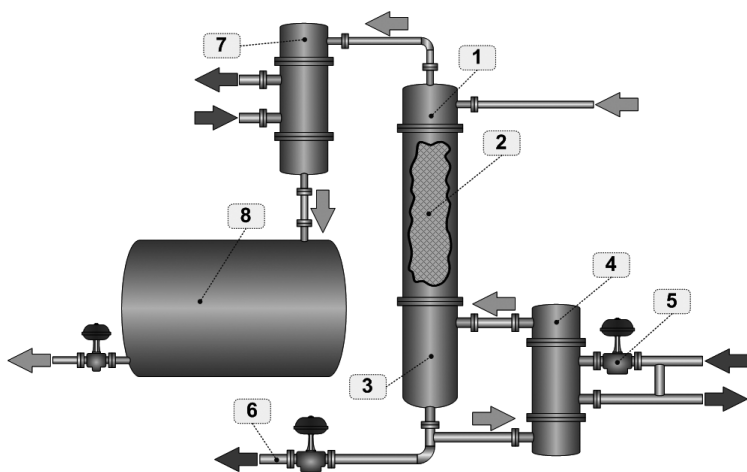


Рис. 3. Принципиальная схема ректификации

Кубовая жидкость, проходя через кипятильник (4), вскипает. Теплоносителем для нагрева кубовой жидкости в кипятильнике является конвертированный газ ИОПУ-12,5. Оптимальный температурный режим поддерживается автоматическим регулированием температуры за счет перепуска регулирующим клапаном (5) конвертированного газа мимо кипятильника.

Выдача кубового остатка из нижней части колонны ректификации производится автоматически с помощью регулирующего узла (6) по уровню в кубовой части колонны.



Охлаждение и конденсация паров метанола, выходящих из верхней части колонны ректификации, осуществляется в конденсаторе метанола (7).

Полученный производственный метанол самотеком направляется в емкость-сборник метанола (8), откуда далее направляется на нужды УКПГ.

### Экономические аспекты

Полные затраты на внедрение проекта по регенерации метанола из водно-метанольного раствора, поступающего с УКПГ с предварительной очисткой, представлены в таблице 1.

Таблица 1

#### Затраты на внедрение проекта

№ п/п	Наименование оборудования	Стоимость, руб.
1.	Колонна ректификации с оборудованием КИП и клапанной обвязкой ОАО «КУРГАНХИММАШ», г. Курган	3 500 000
2.	Насадка колонны ректификации SULZER Sulzer Chemtech AG, Швейцария	7 735 000
3.	Установка комплексной очистки водно-метанольных стоков (КОС-4) ЗАО «ГИДРОГАЗ», г. Воронеж	6 000 000
4.	Затраты на первый год эксплуатации комплекса КОС-4 (химреагенты и материалы на 1 год эксплуатации комплекса)	216 978
5.	Монтаж оборудования	4 000 000
6.	Проектно-конструкторские работы	1 000 000
7.	Общие затраты на внедрение проекта по регенерации метанола	22 451 978

При регенерации метанола к ежегодным затратам на эксплуатацию можно отнести лишь затраты на эксплуатацию комплекса очистки КОС-4 (покупка химреагентов для осуществления регламентных промывок, фильтрующих и мембранных элементов для их периодической замены). Остальное оборудование, рассматриваемое в данном проекте, затрат на эксплуатацию не требует. Обслуживание установки по регенерации осуществляется силами сотрудников ИОПУ-12,5, то есть дополнительных кадров — не требуется.

Затраты на закупку химреагентов и материалов при круглогодичной работе комплекса очистки составляют 216 978 рублей. Нормы расходов данных материалов взяты непосредственно у производителя комплекса очистки стоков КОС-4.

В таблице 2 приведен расчет прибыли от внедрения данного проекта с вычетом эксплуатационных затрат. В данной таблице также указаны объемы получаемой продукции в год.

Цена одной тонны метанола принята из расчета рыночной стоимости метанола по состоянию на 2009 год с учетом его доставки на Юрхаровский газоконденсатный промысел.



Сопоставив затраты на внедрение данного проекта с ежегодной прибылью — можно с уверенностью сказать, что срок окупаемости проекта по регенерации водно-метанольных растворов УКПГ, составил менее одного года.

Таблица 2

**Объемы продукции и прибыль от внедрения проекта**

№ п/п	Параметр	Значение
1.	Количество сжигаемого водно-метанольного раствора в час	2,25 м <sup>3</sup>
2.	Количество сжигаемого водно-метанольного раствора в сутки	54 м <sup>3</sup>
3.	Количество сжигаемого водно-метанольного раствора в год	19710 м <sup>3</sup>
4.	Количество водно-метанольного раствора после очистки (75 % от исходного объема)	14782,5 м <sup>3</sup>
5.	Количество метанола в растворе после очистки при 10% начальной концентрации в год	1478,25 м <sup>3</sup>
6.	Количество метанола в растворе после очистки при 20% начальной концентрации в год	2956,5 м <sup>3</sup>
7.	Количество 95 % метанола полученного после ректификации при 10% начальной концентрации в год	1550,86 м <sup>3</sup>
8.	Количество 95 % метанола полученного после ректификации при 20% начальной концентрации в год	3101,73 м <sup>3</sup>
9.	Плотность 95 % метанола	0,8062 кг/см <sup>3</sup>
10.	Количество 95 % метанола полученного после ректификации при 10% начальной концентрации в год	1250,30 т
11.	Количество 95 % метанола полученного после ректификации при 20% начальной концентрации в год	2500,61 т
12.	Среднее значение количества 95 % метанола-ректификата полученного в год	1875,46 т
13.	Цена одной тонны метанола	22 000 руб.
14.	Прибыль от регенерации 10% водно-метанольного раствора в год	27 506 673 руб.
15.	Прибыль от регенерации 20% водно-метанольного раствора в год	55 013 524 руб.
16.	Среднее значение прибыли в год	41 260 099 руб.
17.	Прибыль от регенерации 10% водно-метанольного раствора в год (с вычетом эксплуатационных затрат)	27 289 695 руб.
18.	Прибыль от регенерации 20% водно-метанольного раствора в год (с вычетом эксплуатационных затрат)	54 796 546 руб.
19.	Среднее значение прибыли в год (с вычетом эксплуатационных затрат)	41 043 120 руб.



## Выводы

Внедрив на Юрхаровском газоконденсатном промысле на основе действующей интегрированной опытно-промышленной установки по производству метанола (ИОПУ-12,5) комплекс по регенерации метанола из водно-метанольных стоков УКПГ — были сокращены до минимума отрицательные последствия от сжигания водно-метанольного раствора, которые имели место на Юрхаровском промысле. А именно, на данный момент, кардинально снизилось неблагоприятное влияние на окружающую среду (снизились выбросы CO и CO<sub>2</sub> в атмосферу) и при этом предприятие получает ежегодную экономическую выгоду.

В целом, от внедрения данного проекта на Юрхаровском газоконденсатном промысле были получены следующие положительные результаты:

- значительное снижение негативного влияния на окружающую среду;
- более 1800 тонн товарного метанола ежегодно;
- ежегодная чистая прибыль — 41 млн рублей.

При этом:

- затраты на внедрение проекта — 22,5 млн рублей;
- срок окупаемости проекта — менее 1 года.

Данный проект также может быть успешно реализован как на аналогичных промыслах группы Компаний ОАО «НОВАТЭК», так и на промыслах других газодобывающих компаний, использующих метанол в качестве ингибитора гидратообразования в технологических процессах добычи и подготовки газа.

## **Интегрированная система мониторинга за динамическими процессами на горном предприятии**

*А. П. Аверин*

*Институт проблем комплексного освоения недр РАН*

На предприятиях горнодобывающей промышленности широко внедряются геоинформационные, автоматизированные системы управления.

Для обеспечения стабильного и безопасного развития производства на основе современных технологий, сочетающихся с приоритетными направлениями в развитии энергетики и охраны окружающей среды, необходимо использовать геоинформационные системы на основе современных аппаратных и программных средств, которые позволяют быстро и экономически эффективно управлять технологическим процессом на горном предприятии. Изначальная ориентировка программных комплексов на решение трёхмерных задач позволяет быстро и наглядно отразить требуемые характеристики и атрибуты горного массива в недрах месторождения. Применение широкого комплекса методов обработки геофизических, геологических и геомеханических данных в сочетании с методами математического моделирования для описания строения массива позволяет создавать геолого-геофизические



системы для расчета и прогноза развития геомеханических процессов в массиве горных пород на конкретном горном предприятии. Наличие модулей и подсистем решения специальных технологических задач (от подсчета объемов и запасов до календарного планирования и оптимизации добычи) дает возможность визуализации динамических процессов, изменяющихся во времени, для наглядного графического представления результатов работы горного предприятия.

Реализация проекта по созданию автоматизированной геоинформационной системы мониторинга геомеханического состояния горного массива предусматривает реализацию следующих этапов:

- Сбор имеющейся геодезической, маркшейдерской информации и материалов изысканий прошлых лет.
- Проведение геофизических исследований по оценке свойств и состояния горных пород в пределах шахтного поля.
- Определение корреляционных зависимостей: скорость упругих колебаний сейсмических волн — физико-механические параметры горных пород (прочность, модули упругости и деформаций, коэффициент Пуассона и др.).
- Построение трехмерной геолого-геофизической модели горного предприятия для создания геоинформационной системы мониторинга.
- Создание стационарной наблюдательной сети, обоснование, выбор и отработка параметров основных составляющих технологии и автоматизированной системы применительно к условиям горного предприятия.
- Анализ и прогноз геодинамических процессов. Разработка мер по обеспечению безопасности ведения горных работ.

На сегодняшний день для реализации данного проекта накоплен опыт и имеются следующие практические наработки:

- отработана методика построения трехмерных геопространственных моделей (ОАО «Шахта им. С. М. Кирова»);
- отработана методика шахтных сейсмоакустических измерений (ОАО «Ургалуголь»);
- внедрена и запущена в эксплуатацию сейсмическая и сейсмоакустическая система контроля и прогноза геодинамических явлений в угольном пласте и вмещающих породах, ведется отработка методики прогноза (ОАО «Шахта Первомайская»).

В результате проделанной работы решены два важных этапа создания системы мониторинга за динамическими процессами на горном предприятии в реальном времени с возможностью визуального отображения.

Разработаны основы методологии комплексного мониторинга технологических процессов действующего горного предприятия на базе геоинформационных технологий, позволяющие оперативно и эффективно формировать и эксплуатировать разработанную цифровую геопространственную модель горного предприятия. Представленная геопространственная модель включает в себя геологоразведочную информацию, геолого-маркшейдерскую информацию по горным выработкам, технико-технологическую информацию ведения горных работ, гидрогеологическую информацию и другую.



Совместное внедрение геопространственной модели с системой акустического контроля на горном предприятии за счет комплексного мониторинга производственных процессов позволяет добиться снижения себестоимости продукции, увеличения количества добычи полезного ископаемого и повышения безопасности ведения горных работ благодаря внедрению научно обоснованных методов и параметров мониторинга, планированию и управлению технологическими процессами предприятия.

## **Применение регулируемых гидродинамических муфт в системе привода центробежных насосных агрегатов**

*А. Ф. Арсланов*

*Самотлорское нефтедобывающее управление № 2 ОАО «Самотлорнефтегаз»*

В условиях когда цены на нефть на мировых рынках не на самом высоком уровне, повышение эффективности работы нефтепромыслового оборудования и снижение затрат на его эксплуатацию является наиважнейшей задачей. До недавнего времени эти потери либо не замечали, либо мирились с ними. Сегодня стало необходимым и возможным свести их к минимуму.

На сегодняшний день на многих месторождениях широко распространены способ добычи нефти с поддержанием пластового давления. Для этого используют кустовые насосные станции (КНС). В состав КНС входят насосные агрегаты ЦНС 180, 500, 630, мощность которых составляет от 1000 до 4000 кВт.

Очень часто на промыслах процесс закачки воды в пласт требует регулирования параметров расхода и напора насосного агрегата. На сегодняшний день это достигается путем введения в действие параллельно подключенных насосов с большей, либо меньшей производительностью. При данном способе потребитель либо недополучает требуемого объема закачки, либо создается избыточное сопротивление в сети трубопроводов, где рассеивается соответствующая мощность. В каждом отдельном случае невозможно предугадать требуемого объема закачки.

Для повышения эффективности работы насосных агрегатов типа ЦНС необходимо применять более эффективные методы регулирования работы агрегата, которые в случае понижения выходных характеристик насоса, снижали энергопотребление двигателя и увеличивали межремонтный период оборудования в виду шадящих режимов его работы.

Произведенный анализ показал, что для регулирования параметров насосного агрегата необходимо изменение частоты вращения насоса, в результате чего изменяется производительность и напор.

Для решения сложившейся проблемы было предложено использовать в приводе насосного оборудования регулируемые гидродинамические муфты (РГМ). По сравнению с альтернативным оборудованием (ЧРП) они имеют в 6–7 раз меньшую стоимость и ряд других преимуществ. За счет того, что передача энергии в полости гидромуфты происходит путем рабочей жидкости, то с изменением её объема мы можем изменять передаваемый крутящий момент.





Со снижением скорости вращения на выходе из РГМ потребляемая мощность снижается по кубической параболе. Это приводит к значительной экономии потребляемой мощности электродвигателя, а, следовательно, и к экономии затрат на электроэнергию.

Благодаря тому, что РГМ позволяет плавный пуск электродвигателя на холостом ходу и постепенное ускорение работы насоса, достигается шадящий режим его работы. А как следствие увеличение межремонтного периода работы.

Проект имеет большие перспективы и рекомендуется к внедрению во всех отраслях промышленности (энергетика, газовая промышленность, металлургия и др.), работающих с центробежными насосными агрегатами и компрессорами на электродвигателях больших мощностей.

Оснащение насосного парка регулируемые гидродинамическими муфтами принесет значительную прибыль и долгосрочный успех.

## **Проектирование разработки трещиноватого карбонатного месторождения с использованием многозабойных скважин**

*А. Э. Ахкубеков, М. С. Голобородов*

*ООО «НК «Роснефть» — Научно-технический центр»*

Хотя первые упоминания об успешности бурения многозабойных скважин встречаются в 1939 году, данная технология не находила массового применения до середины 80-х годов. Даже несмотря на некоторый успех применения в разработке месторождений с трудно-извлекаемыми запасами: высоко-неоднородных трещиноватых карбонатных пластов, со сложным тектоническим строением, вопросы корректной оценки рисков и экономической привлекательности применения данной технологии до сих пор не имеют четких ответов и требуют тщательного анализа для каждого конкретного месторождения.

Цель данной работы — проведение подобного анализа в отношении использования многозабойных скважин, а также выработка общего подхода к оценке и принятию решений о применении новых технологий в разработке месторождений.

### **Примеры мирового опыта разработки трещиноватых коллекторов с использованием многозабойных скважин**

*Месторождение Shaybah (Саудовская Аравия)*

Месторождение открыто в 1968 году в районе пустыни Руб-аль-Хали в Саудовской Аравии, представляет собой антиклинальную ловушку размером около 64х13 км, содержащую достаточно легкую нефть (плотность 815 кг/м<sup>3</sup>) с газосодержанием около 130 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> [1]. Коллектор представлен в основном тре-



щиноватыми карбонатными отложениями (известняки, доломиты), пористость матрицы — около 25 %, проницаемость — порядка 5–10 мД. На рис. 1а представлена южная часть месторождения, введенная в разработку в середине 90-х годов с использованием горизонтальных скважин длиной около 1 км. Данная стратегия обусловлена наличием большой газовой шапки и достаточно слабым аквифером и позволила минимизировать прорывы газа, одновременно обеспечить экономические рентабельные дебиты нефти.

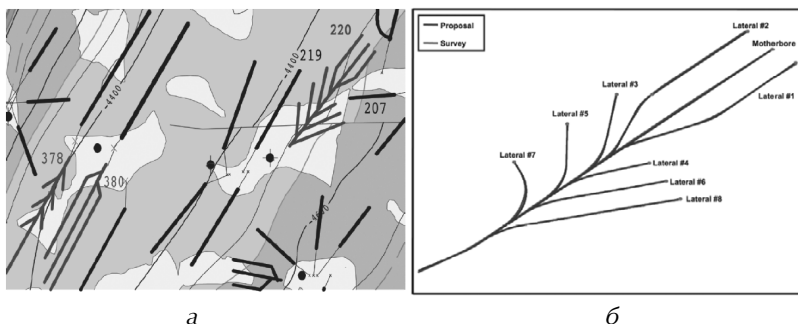


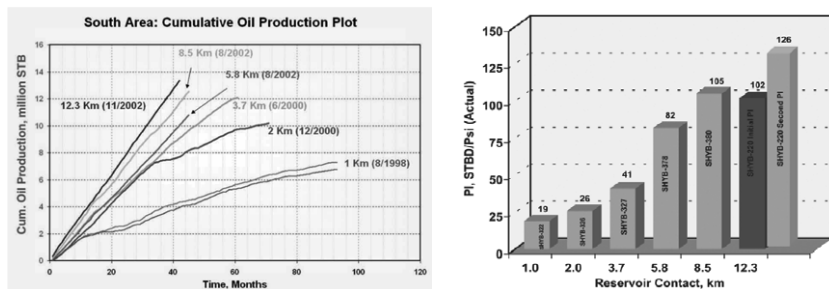
Рис. 1. а — пилотный участок южной части месторождения *Shaybah*, разрабатываемый с использованием горизонтальных и многозабойных скважин; б — дизайн скважины SHYB-220 (запланированный и фактический).

Проведенные промысловые геофизические и гидродинамические исследования горизонтальных скважин показали сильную зависимость индекса продуктивности от площади контакта скважины с пластом (длины проходки по пласту), что впоследствии привело к концепции MRC (Maximum-Reservoir-Contact — многозабойных скважин с максимальным контактом с резервуаром).

Остановимся более подробно на дизайне скважины SHYB-220, общая проходка которой составила 12,3 км (рис. 1б). Конструкция скважины представляет собой: основной ствол, пробуренный параллельно структуре (длина 3 км); два боковых ствола (L-1, L-2), параллельных основному стволу; шесть дополнительных боковых стволов, пробуренных под углом около 300 к основному. Скважина пробурена на глубине около 1500 м, отстоит от ВНК — на 18 м и от ГНК — на 45 м. Выбор данного расположения сделан на основе моделирования и данных эксплуатации существовавших скважин.

На рис. 2а, б приведено сравнение накопленной добычи нефти и продуктивности многозабойных и горизонтальных скважин, пробуренных на пилотном участке, в зависимости от длины проходки [1,2].

Основными результатами применения многозабойных MRC-скважин на месторождении *Shaybah* стало снижение обводненности с 12 до 3 %, сопровождавшееся увеличением средней продуктивности скважин в 10 (!) раз по сравнению с типичными ННС. Другим не менее важным преимуществом стало уменьшение промыслового ГФ, который на протяжении 4 лет эксплуатации сохранялся на уровне начального. В целом, подобные скважины эксплуатировались с дебитами нефти 1200–1900 м<sup>3</sup>/сут, практически без воды,



а

б

Рис. 2. а — зависимость накопленной добычи нефти от контакта с пластом для горизонтальных и многозабойных скважин; б — зависимость индекса продуктивности от контакта с пластом для горизонтальных и многозабойных скважин.

по сравнению с обычными 1–2 км горизонтальными скважинами, средние дебиты которых не превышали 500 м<sup>3</sup>/сут. Анализ экономических показателей MRC-скважин (NPV, ROI, приведенная стоимость строительства 1 км скважины) также показывает их преимущество.

### Месторождение Haradh Inc-3 (Саудовская Аравия)

Haradh Inc-3 является частью одного из крупнейших месторождений Саудовской Аравии Ghawar, и представляет собой карбонатный трещиноватый коллектор, приток из которого связан, в основном, с коридорами трещин и так называемыми прослоями «супер-коллекторов» с проницаемостью порядка единиц Дарси. Исторически участок Haradh Inc-1 разрабатывался вертикальными и наклонно-направленными скважинами, Haradh Inc-2 — горизонтальными скважинами. Прогресс в бурении и заканчивании позволил на участке Haradh Inc-3 применять технологии многозабойных MRC-скважин, а также системы «умного» заканчивания (Smart Wells) [3].

Типичная конструкция добывающей скважины включает в себя обсаженный основной горизонтальный ствол и 3–4 необсаженных боковых ствола длиной 1000–1200 м (рис. 3). Общая проходка по пласту составляет порядка 4–4.5 км.

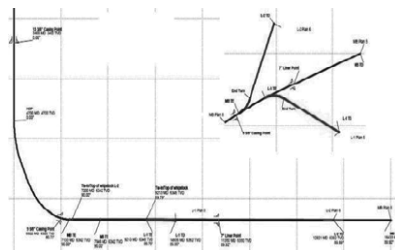


Рис. 3. Многозабойная скважина с системой «умного» заканчивания (Smart Well), участок Haradh Inc-3, месторождение Ghawar.



Система Smart Well включает перманентные датчики давления и температуры, позволяющие вести мониторинг показателей разработки в реальном времени, систему пакеров и гидравлически управляемых клапанов для регулирования и контроля притока из каждого бокового ствола. Применение новых технологий (бурение многозабойных скважин) на участке Haradh Inc-3 позволило сократить фонд скважин за счет их более высокой продуктивности, и, как следствие, уменьшить капитальные затраты на бурение; системы «умного» заканчивания позволили компании-оператору снизить операционные издержки, обеспечив контроль над скважинными операциями без остановки добычи.

### **Анализ эффективности многозабойных скважин с использованием секторной модели**

#### *Краткие сведения об объекте разработки*

Залежь нефти в нижнесилурийских отложениях (S1vk) массивная, сводовая, тектонически экранированная, подстилается подошвенной водой. Средняя глубина залегания 3125 м. Размеры залежи: длина — 27,1 км, ширина — 1,2–3,2 км, высота — 228 м.

Тектонические разломы, расчленяющие площадь нижнесилурийской залежи образовали своеобразные экраны, ограничивающие отдельные участки площади с самостоятельными водо-нефтяными контактами. Краткая геолого-физическая характеристика представлена в таблице 1.

Таблица 1

#### **Геолого-физическая характеристика объекта S1vk**

Параметр	S1v
Глубина залегания, м	3125
Тип залежи	Тектонический, массивный
Нефтенасыщенная толщина, м	18
Пористость, д.ед	0,081
Проницаемость, мД	75
Коэффициент песчанности, д.ед	0,23
Расчлененность	17,8
Начальное пластовое давление, МПа	33
Газосодержание, мЗ/т	46,3
Вязкость нефти, мПа с	8,83

Средняя пористость — 8,3%, проницаемость коллекторов по керну 0,0752 мкм<sup>2</sup>. Начальное пластовое давление 33,0 МПа, пластовая температура +71 °С. Тип коллектора — трещинно-каверно-поровый, трещины — основные пути фильтрации флюидов, основные запасы нефти (91 %) содержатся в матрице (данные FMI). Согласно данным исследований керна тип смачиваемости — смешанный, средний коэффициент гидрофобности 35%. Нефть недонасыщена попутным газом, давление насыщения в среднем составляет 11,9 МПа



при пластовом давлении 33,25 МПа и пластовой температуре 710 С. Средняя плотность пластовой нефти — 916,0 кг/м<sup>3</sup>, вязкость — 8,83 мПа·с. Разгазированная нефть тяжелая, высоковязкая с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов, высокосернистая, парафиновая.

### Конструкция многозабойной скважины

Принимая во внимание геологическое строение залежи, тип коллектора, а также технические возможности компании — бурового подрядчика были рассмотрены два варианта конструкции многозабойной скважины, схематически изображенные на рис. 4.

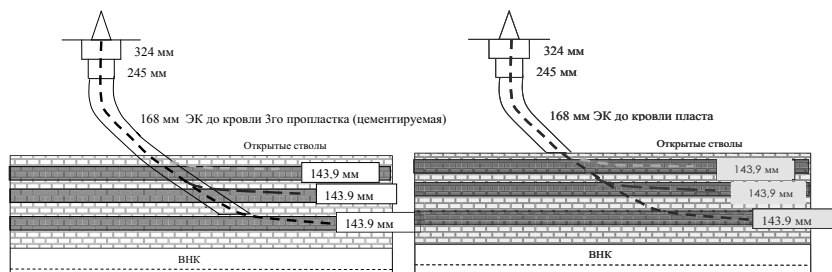


Рис. 4. Варианты конструкции многозабойной скважины

Основными недостатками второго варианта являются возможные трудности с зарезкой БС при больших зенитных углах, отсутствие последующего доступа в каждую зарезку, невозможность использования систем ОРД, а также селективной изоляции. Таким образом, с целью снижения рисков и увеличения гибкости при эксплуатации скважины, к применению был рекомендован первый вариант.

### Расчет прогнозных технологических показателей работы скважины на секторной модели

С целью анализа эффективности и расчета технико-экономических показателей работы проектной многозабойной скважины была построена секторная модель пласта S1vk.

Принимая во внимание высокую расчлененность пласта, с целью вскрытия максимального количества нефтенасыщенных пропластков, увеличения контакта с резервуаром, а также минимизации геологических рисков, была выбрана пологая траектория основного ствола скважины с входом в пласт под углом около 60°. Оба боковых ствола запроектированы как горизонтальные. В результате: общая проходка по пласту составила 4497 м; длина основного ствола (от устья) — 3937 м; длины боковых стволов, соответственно, 310 и 250 м.

Результаты расчета показателей работы скважины на секторной модели приведены на рис. 5.

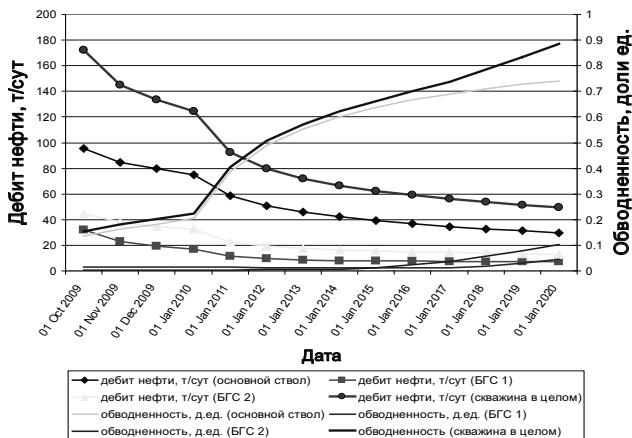


Рис. 5. Прогнозные показатели работы многозабойной скважины № 715, рассчитанные на секторной модели

Дополнительно был проведен аналитический расчет дебита многозабойной скважины, исходя из следующих допущений: отсутствие интерференции между стволами скважины; суммарный дебит скважины равен сумме дебитов ННС и БГС; каждый БГС вскрывает пропласток средней мощности 10 м (по данным геологической модели); дебит основного ствола рассчитан по Синко-Миллеру (поправка на вход в пласт под углом) [4], дебиты БГС рассчитаны по формуле Джоши [5]. Результаты расчета приведены в таблице 2.

Таблица 2

**Результат аналитического расчета дебита многозабойной скважины**

	Индекс продуктивности, м <sup>3</sup> /сут/атм	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут
Основной ствол	0.9	90
БГС-1	0.675	68
БГС-2	0.61	61
Скважина в целом	<b>2.185</b>	<b>220</b>

Необходимо отметить, что данный расчет является оценкой сверху, так как не учитывает взаимовлияние стволов скважины. Тем не менее, он вполне согласуется с результатами, полученными на секторной модели, согласно которой начальный дебит по жидкости составил 206 м<sup>3</sup>/сут.

Оценка эффективности многозабойной скважины оценивалась путем сравнения основных экономических показателей (NPV, IRR) с показателями типичной проектной наклонно-направленной скважиной, пробуренной на том же участке месторождения (рис. 6). Основной вывод — бурение многозабойной скважины экономически более рентабельно.

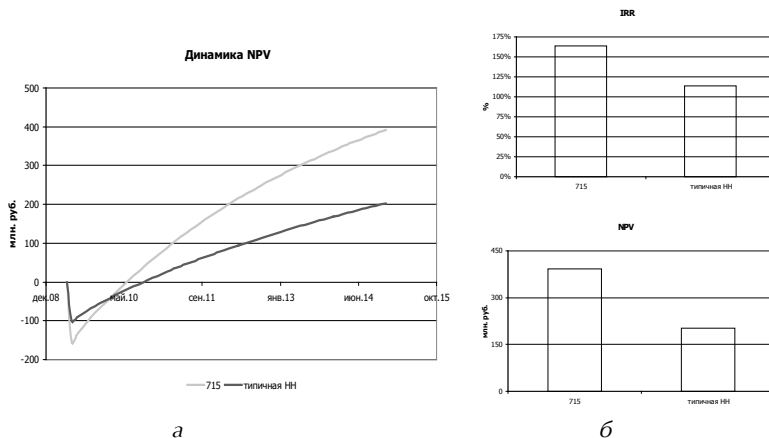


Рис. 6. а — сравнение динамики NPV для многозабойной и наклонно-направленной скважин; б — сравнение показателей NPV, IRR для многозабойной и наклонно-направленной скважин

Проектирование разработки месторождения с использованием многозабойных скважин

Убедившись в эффективности использования многозабойных скважин в масштабах участка месторождения, мы перешли к расчету вариантов разработки месторождения на полное развитие. Для анализа были выбраны следующие варианты разработки, условно, вариант 1 (базовый) и вариант 2 (оптимизационный).

Вариант 1 предусматривает бурение 40 новых наклонно-направленных скважин и перевод в ППД 14 скважин;

Вариант 2 — бурение 24 новых скважин, (8 наклонно-направленных, 12 пологих (угол входа в пласт 70–80°), 4 многозабойных скважин — в зонах максимальных остаточных запасов) и перевод в ППД 10 скважин.

Расчет добычи выполнен на геолого-технологической модели, сааптированной к истории разработки. Сравнение полученных уровней добычи по вариантам представлено на рис. 7.

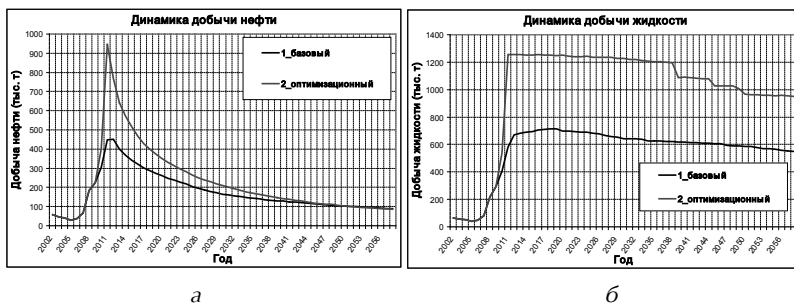


Рис. 7. Уровни добычи: а — добыча нефти (слева), б — добыча жидкости



Сравнение экономических показателей по вариантам, а также анализ чувствительности NPV к изменению различных факторов показаны на рис. 8.

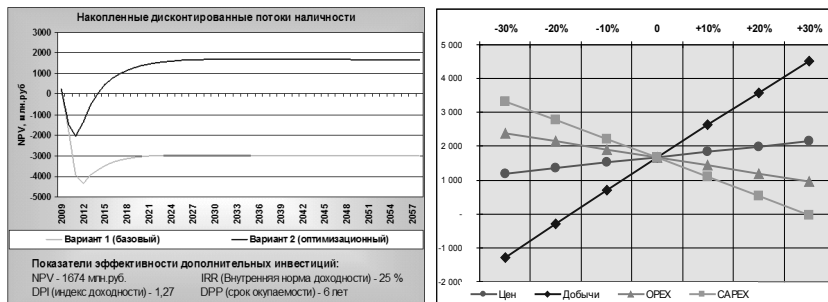


Рис. 8. а — динамика NPV по вариантам; б — анализ чувствительности NPV к изменению факторов (оптимизационный вариант).

### Заключение

Разработка трещиноватого карбонатного пласта S1vk с использованием многозабойных скважин экономически более рентабельна по сравнению с разработкой вертикальными и пологими скважинами.

В целом, многозабойные скважины характеризуются более высокими начальными дебитами, позволяют повысить коэффициент охвата и снизить капитальные затраты на бурение в рамках проекта.

В условиях высокой неоднородности трещиноватых пластов применение многозабойных скважин приводит к снижению геологических рисков при бурении, увеличивая вероятность вскрытия высокопродуктивных пропластков.

## Производство гранулированной серы на ООО «РН-Туапсинский НПЗ» с учетом его реконструкции

Д. С. Ачох

Руководитель: Ю. Н. Ланин  
ООО «РН — Туапсинский НПЗ»

Компания «Роснефть» намерена провести модернизацию действующего Туапсинского НПЗ с целью:

- увеличения объема переработки до 12 млн т в год;
- увеличения глубины переработки с 56 % до 95,5 %;
- расширения ассортимента и выпуска высококачественных и конкурентоспособных нефтепродуктов в соответствии со стандартами Euro 4,5;
- выполнения экологических и природоохранных мероприятий, отвечающих современным требованиям;
- обеспечения современных требований промышленной безопасности и охраны труда





При производстве высококачественных и конкурентоспособных нефтепродуктов в соответствии со стандартами Euro 4,5 из бензинов и дизельных топлив максимально извлекаются сернистые соединения, которые необходимо утилизировать. Эти соединения извлекаются из топлив процессами гидроочистки в виде сероводорода, который целесообразно направить на установку получения серы методом Клауса.

Вопрос утилизации сероводорода в нефтепереработке очень актуален. Особенно сейчас, когда российский рынок переходит на потребление экологически чистых моторных топлив и возрастает внимание к защите окружающей среды от вредного воздействия серосодержащих промышленных выбросов.

Целью данной работы является проектирование установки получения серы из сероводородсодержащих газов производительностью 120 тыс. т/год по сере модифицированным процессом Claus на площадке ООО «РН — Тупсинский НПЗ».

### **Краткое описание планируемых процессов установки производства серы на бушем производстве**

В установку производства серы предлагается включить следующие секции с блоками:

- Установка извлечения серы методом Клауса (УИС)
- Установка очистки хвостовых газов (УОХГ)
  - Блок гидрогенизации «Бивон»
  - Блок охлаждения газа
  - Блок аминовой очистки
  - Печь для сжигания отходов (инсинератор)
- Установка грануляции серы

Схемы технологических процессов и полное их описание представлены в работе.

На **установке извлечения серы** будет использоваться модифицированный процесс Claus, в ходе которого сероводород сжигается при недостатке воздуха, сначала термической при высокой температуре и далее каталитической при более низкой температуре.

В первом реакторе Клауса находится слой катализатора из активированного оксида алюминия поверх слоя катализатора из диоксида титана (для осуществления гидролиза  $\text{COS}$  и  $\text{CS}_2$ , которые могут вырабатываться в результате побочных реакций в реакционной печи). Во втором реакторе происходит дальнейшее преобразование оставшегося сероводорода и двуокиси серы в серу.

**Установка очистки хвостового газа** требуется для повышения общей степени извлечения серы до 99.9%. На установке очистки хвостовых газов будет использован процесс регенерации серы «Бивон»/амин.

В процессе каталитической гидрогенизации блока «Бивон» установки очистки хвостовых газов все сернистые соединения в хвостовом газе превращаются в сероводород по реакциям гидрогенизации и гидролиза.



Подвергшийся гидрогенизации остаточный газ, выходящий из реактора гидрогенизации, охлаждается в блоке охлаждения газа до требуемой температуры и поступает на аминовую очистку.

*Блок аминовой очистки* сконструирован как стандартная установка нейтрализации амином. Раствор МДЭА циркулирует в направлении против движения хвостового газа и осуществляет избирательное поглощение сероводорода при минимальном взаимодействии с диоксидом углерода.

Очищенный от сероводорода газ из абсорбера идет на сжигание в инсинератор, а отходящий от регенератора газ, подается в сырьевой поток установки извлечения серы.

Извлекаемая в УИС жидкая сера под действием силы тяжести стекает из гидравлических затворов конденсаторов серы в общий приямок, откуда насосом подается на блок дегазации серы. Сера, собираемая в общем приямке, содержит 250–300 частей на миллион (по массе)  $H_2S$ .

*Блок инсинератора* обеспечивает сжигание  $H_2S$  и других газообразных отходов, присутствующих в хвостовых газах, отводимых из установки очистки хвостовых газов и установки по извлечению серы.

**Блок дегазации серы.** Сера подвергается дегазации для снижения содержания  $H_2S$  до менее 10 частей на миллион (по массе) посредством технологического процесса D'GAASS. Дегазация осуществляется в вертикальном аппарате, внутри которого недегазированная сера вступает в контакт со сжатым, подогретым встречным технологическим воздухом. Выходящий воздух содержит  $H_2S$ ,  $SO_2$  и пары серы в низкой концентрации и направляется обратно в реакционную печь УИС путем смешивания с воздухом горения.

Жидкая сера хранится в резервуаре для хранения, расчетный объем которого составляет 5 суток работы установки. Товарная жидкая сера может быть направлена на установку гранулирования и (или) отгружаться для ее транспортировки потребителям.

**Установка грануляции серы** (компания Sandvik Process Systems). В основе этой системы, находится установка грануляции, состоящая из подающего устройства и охлаждающего устройства. Применяется способ непрямого охлаждения, когда тепло расплавленного продукта отводится через поверхность стальной ленты благодаря охлаждающей воде, разбрызгиваемой через форсунки на ее внутреннюю поверхность. Формование серы в виде гранул является идеальной формой для последующего хранения и транспортировки.

### Основные технико-экономические показатели

Расчет технико-экономических показателей носит условный характер, поскольку капитальные вложения определены только в объеме строительства комбинированной установки и не включают объекты общезаводского хозяйства. Кроме того, эффективность строительства установки производства серы определяется больше не экономическими критериями, а необходимостью производства экологически чистых высококачественных моторных топлив и соблюдения отечественных и зарубежных стандартов.



Таблица 2

## Основные технико-экономические показатели

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Значение
1	Суточная производительность	т/сут	342,8
2	Дни работы	дней	350
3	Количество перерабатываемого сырья	тыс. т/год	185,7
4	Объем целевой продукции	тыс. т/год	120,0
5	Стоимость основных фондов	млн руб.	4500
6	Численность персонала	чел.	70
7	Производительность труда	т/чел.	1765
8	Себестоимость 1 тонны целевой продукции	руб./т	7331,4
9	Цена целевой продукции	руб./т	2000
10	Общий убыток	млн руб.	640

Расчет основных технико-экономических показателей подробно приведен в работе «Расчет прибыли установки».

*Прибыль от целевой продукции*

Товарной продукцией является гранулированная сера. Данный вид продукции не пользуется высоким спросом, его средняя цена составляет около 2000,0 руб./т.

$$P_{\text{цел.}} = (C_{\text{цел.}} - C_{\text{цел.}}) \cdot Q_{\text{цел.}} = (2000 - 7348,78) \cdot 120 = -639772,71 \text{ тыс. руб.}$$

Тем самым прибыли от реализации товарной продукции мы не получим. С этой точки зрения установка будет приносить убыток компании в размере почти 640 млн рублей в год. Но это не самый важный критерий оценки данной установки.

**Экологический эффект**

Предположим, что реконструкция завода завершится без строительства данного объекта. Единственным методом утилизации сероводородсодержащего газа станет прямое сжигание его в печи. При сжигании такого объема сероводорода, выбросы в атмосферу составят:

- SO<sub>2</sub> более 175 тыс. тонн в год;
- H<sub>2</sub>S более 15 тыс. тонн в год.

В соответствии с «Временной методикой определения предотвращенного экологического ущерба» величина предотвращенного экологического ущерба на основании предположения об уменьшении выбросов оксида серы SO<sub>2</sub> на 175 тыс. т в год и сероводорода H<sub>2</sub>S на 15 тыс. т в год составит около 10,5 млрд руб. в год.

***Это позволит окупить рассматриваемые капитальные вложения (4,5 млрд руб.) в течение года.***



## Вывод

Основные фонды, передаваемые на баланс предприятия, определены в размере 4500,0 млн руб.

Общий убыток предприятию от реализации товарной продукции 640,0 млн руб., что говорит о том, что производство серы не является эффективным с экономической точки зрения.

Однако в условиях постепенного ужесточения норм на вредные выбросы в атмосферу и ухудшения качества нефтяного сырья значимость таких установок будет только увеличиваться.

Величина предотвращенного экологического ущерба на основании предположения об уменьшении выбросов оксида серы  $SO_2$  на 175 тыс. т в год и сероводорода  $H_2S$  на 15 тыс. т в год составит около 10 млрд руб. в год. Это позволит окупить рассматриваемые капитальные вложения в течение года.

Установку производства серы целесообразно строить на завершающем этапе реконструкции завода и вводить в эксплуатацию наряду с установками гидроочистки и гидрокрекинга дизельного топлива, аминовой очистки, блока отпарки кислой воды, а так же гидроочистки нефти и установки коксования.

## **Технология определения текущей газонасыщенности продуктивных коллекторов по данным импульсного нейтронного каротажа, полученным с отечественного прибора АИНК-43**

*И. В. Бабкин, А. Н. Малев*

*ООО «Георесурс»*

*А. Б. Поляченко*

*ВНИИГеосистем*

При изучении процессов обводнения газовых залежей и определении текущей газонасыщенности коллекторов решаются следующие промышленные задачи:

- оценка положения межфлюидальных контактов;
- прогнозирование обводнения продуктивных коллекторов и выбор новых интервалов перфорации;
- определение невыработанных интервалов пластов;
- оценка степени и характера заводнения пластов;
- площадной анализ и дифференциация участков залежи по степени выработанности запасов;
- приобщение и возврат на другие объекты эксплуатации;
- прогнозная характеристика новых объектов разработки по общему и фазовому объему притока;
- мониторинг и оптимизация процесса разработки объектов;
- уточнение постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения;
- переоценка текущих запасов.



При определении текущего газонасыщения коллекторов в скважинах, обсаженных эксплуатационной колонной, основными являются ядерно-геофизические методы ГИС, наиболее эффективным среди которых в этих условиях является метод импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК). Однако на данный момент в отечественной практике отсутствует надежная технология определения текущей газонасыщенности коллекторов в обсаженных газовых скважинах методом ИННК с отечественным прибором АИНК-43. Это приводит к тому, что определение газонасыщенности пластов-коллекторов производится с большими погрешностями, зачастую приводящими к недоверию к результату и позволяет использовать метод ИННК лишь для качественных оценок наличия газа в коллекторе, недополучая информацию о запасах газа.

Преимуществом метода ИННК перед другими методами ГИС в условиях газовых скважин является вид регистрируемого сигнала, представляющего собой распределение во времени зарегистрированных детектором прибора импульсов, причем на малых временах основной вклад в распределение вносит ближняя зона — скважина и обсадка, а на больших временах — пласт. Это позволяет выделить в принятом сигнале информативную часть (информацию о пласте), практически полностью исключив влияние ближней зоны, что невозможно сделать стационарными методами ГИС без введения системы сложных и зачастую взаимопротиворечивых поправок. Такая обработка исходного сигнала ИННК дает возможность определять текущую газонасыщенность пластов-коллекторов в сложных технологических условиях газовых скважин, характеризующихся многоколонной конструкцией, наличием насосно-компрессорных труб (НКТ) и фильтров гравийной намывки.

Нейтронные поля и показания двухзондового ИННК с прибором АИНК-43 формируются, в основном, двумя физическими параметрами пласта — макроскопическим сечением поглощения тепловых нейтронов  $\sum_a$  и суммарным объемным водородосодержанием  $W$ , напрямую связанным с величиной отношения  $R$  показаний ближнего к дальнему зонду АИНК-43.

Связь сечения поглощения нейтронов  $\sum_a$  в многокомпонентной горной породе с объемными долями отдельных компонент (скелет, вода, газ, глина, и т.д.), является линейной и, в общем виде, выражается так:

$$\sum_a = \sum_i V_i \sum_{a,i}; \quad \sum_i V_i = 1, \quad (1)$$

где  $V_i$  — объемные доли минеральных или флюидных компонент горной породы;  $\sum_{a,i}$  — макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов в  $i$ -й компоненте горной породы. После того как в (1) заданы правила вхождения всех  $i$ -х компонент в породу и определяющие их доли  $V_i$ , (1) превращается в интерпретационную модель, а сечения компонент  $\sum_{a,i}$  есть ядерно-петрофизические константы модели. Они вычисляются как сумма микроскопических сечений радиационного захвата тепловых нейтронов на ядрах всех элементов, содержащихся в 1 см<sup>3</sup> вещества этих компонент:

$$\sum_a = \sum_i N_{\alpha,i} \sigma_{\alpha,i} \quad (2)$$

где  $N_{\alpha,i}$  — ядерная плотность  $i$ -го элемента в 1/см<sup>3</sup>,  $\sigma_{\alpha,i}$  — микроскопическое сечение поглощения на  $i$ -ом элементе в см<sup>2</sup> или в барнах, б (1б = 10<sup>-24</sup> см<sup>2</sup>).



Таким образом, в рамках принятой прямой петрофизической модели (1), сечение  $\sum_a$  связано с емкостными и литологическими параметрами — пористостью  $K_n$ , водонасыщенностью  $K_v$ , газонасыщенностью  $K_g$ , глинистостью  $C_{gl}$ , матрицей скелета и др.

Сечение  $\sum_a$  определяется по данным измерения асимптотического декремента временного затухания нейтронов  $\lambda$ , который считается главным интерпретационным параметром ИННК. Величина  $\lambda$  зависит прежде всего от сечения  $\sum_a$  и достаточно близка к нему. Отклонение от него,  $\Delta = \lambda - \sum_a$ , зависит в основном от длины зонда  $Z_i$  и водородосодержания  $W$ :  $\Delta(Z_i, W)$  возрастает с уменьшением  $W$ , иногда достигая десятков процентов от  $\sum_a$ , особенно на очень коротких или очень длинных зондах. Влияние других параметров геолого-технических условий (ГТУ) на  $\lambda$  тоже есть, но оно значительно слабее. Влияние диффузии тепловых нейтронов на измеряемую величину  $\lambda$  таково, что в скважинах с водой на малых зондах наблюдается  $\lambda > \sum_a$ , т.е. отток нейтронов превышает их приток из области источника, а при измерениях на больших зондах, наоборот,  $\lambda < \sum_a$ , т.е. приток нейтронов превышает их отток.

Зависимость сечения  $\sum_a$  от объемных содержаний отдельных компонент породы (нефть, вода, газ, глина, скелет, микропримеси и др.), ведет к необходимости использовать при интерпретации не только данные ИННК, но и весь стандартный комплекс ГИС, проведенный по открытому стволу перед обсадкой скважины.

При обработке стандартного комплекса ГИС в открытом стволе производится взаимная увязка каротажных кривых, выделение коллекторов и определение для них пористости  $K_n$  и минерализации пластовой воды  $C_{пл}$ . Пористость  $K_n$  определяется по каротажным кривым ПС, БКЗ, АК либо ГГКп. Выбор кривой и алгоритм определения пористости по снятым с нее отсчетам определяется для каждого геологического объекта в отдельности по принятым для него стандартным методикам. Выделение коллекторов производится по стандартной схеме с использованием качественных признаков (наличие глинистой корки, приращения на микрозондах (МКЗ), радиального изменения сопротивлений, и т.д.) и количественных критериев для значений пористости.

Подготовленные данные по пластам, несущие информацию о фильтрационно-емкостных (ФЕС) и литологических свойствах пласта и данные ИННК, позволяют определить текущую газонасыщенность коллекторов. Для прибора АИНК-43 рассчитана система теоретико-экспериментальных палочных зависимостей параметров ИННК от литологических и фильтрационно-емкостных свойств пласта (БД ТЭП), которая позволяет решать эту задачу. БД ТЭП обладает размерностью, полнотой и детальностью теоретического массива и точностью, соизмеримой с экспериментом. Поскольку ТЭПы объединяют в себе с нужными весами все известные и специально рассчитанные интерпретационные зависимости для данного прибора, которые получены различными методами моделирования (сеточным, Монте-Карло, экспериментом, комбинированным), они характеризуются наибольшей точностью и надежностью по сравнению с каждым из них в отдельности.

БД ТЭП для данного прибора имеет вид дерева файлов с разветвлениями по качественным (дискретным) переменным ГТУ: тип и конструкция скважины



ны (необсаженные/обсаженные/многоколонные), число колонн в обсаженных скважинах, характер заполнения скважины, тип интерпретационного функционала и т.п. Остальные параметры ГТУ предполагаются непрерывными и задаются на густых сетках узлов.

Среди параметров, оказывающих сильное влияние на показания ИННК, особое место занимает тип глины  $T_{гн}$  (определяющий ее водородный индекс  $W_{гн}$  и отражающий содержание связанной воды в глине) и ее содержание в пласте  $C_{гн}$ . Еще один влияющий параметр, макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов  $\Sigma_{a, гн}$  для данного типа глин обусловлено микропримесями ассоциированными с ней элементами — аномальных поглотителей нейтронов (бор, кадмий, гадолиний, самарий и др.). Например, для отложенной сеномана вариации этих петрофизических констант очень значительны:  $W_{гн} = 0,16-0,37$ ,  $\Sigma_{a, гн} = 1,9-10 \text{ мс}^{-1}$  и являются главной помехой для оценки  $K_f$  методом ИННК, т.к. чувствительность показаний ИННК к параметрам глин в 2–3 раза выше, чем к газонасыщенности  $K_f$ .

Условие дефицита или отсутствия информации о глинистости и материале глин в разрезе является ситуацией, типичной для большинства газоносных объектов, поэтому с учетом  $K_f$  в каждом замере ИННК имеется по крайней мере 4 неизвестных  $\{K_f, C_{гн}, W_{гн}, \Sigma_{a, гн}\}$ , для нахождения которых есть всего 2 уравнения — по числу независимых измеряемых функционалов прибора ИННК: «пластовый» декремент временного затухания  $\lambda$  на одном из зондов (обычно на малом) и отношение показаний на зондах  $R$ .

В качестве метода решения задачи определения  $K_f$  с одновременной настройкой модели глин разработан многомерный алгоритм оптимизации, реализованный в программе беспоправочной интерпретации ядерного каротажа (БИЯК), при котором подбор  $K_f$  и свойств глин обеспечивает устойчивую сходимость всех значений  $K_f$ , определяемых по разным измеряемым интерпретационным функционалам аппаратуры АИНК-43 ( $\lambda_1, R$ ). Точность и однозначность оценки  $K_f$  сильно варьируются в зависимости от качества реальной геолого-геофизической информации. Они особенно критичны к таким факторам, как дефицит информации о минералогическом типе глинистого материала  $T_{гн}$ , число обсадных колонн, характер заполнения скважины (вода/газ), статистическая погрешность счета и перегрузки тракта телеметрии АИНК-43.

В особо тяжелых ситуациях может получиться несколько допустимых решений  $K_f$  для различных моделей глин, т.е. имеется объективно неустранимая неоднозначность решения, тогда в качестве выходного решения предлагается его наиболее вероятное значение, определяемое как среднее по найденному множеству допустимых решений с учетом их весов, определяемых информацией о входных ГТУ.

В каждом продуктивном пласте делается полный перебор по сетке узлов ( $C_{гн}, T_{гн}$ ), в результате генерируются двумерные семейства точных попластовых палеток  $R_{ij}(K_f, \Sigma_{a, гн})$  и  $\lambda_{1ij}(K_f, \Sigma_{a, гн})$ , по которым с использованием измеренных в текущем пласте величин  $\lambda_{1,э}$  и  $R_э$  из уравнений

$$\begin{aligned} R_{ij}(K_f, \Sigma_{a, гн}) &= R_э \\ \lambda_{1ij}(K_f, \Sigma_{a, гн}) &= \lambda_{1,э} \end{aligned}$$



находятся соответствующие им 2 кривые возможных решений как функции  $\sum_{a, \Gamma A} K_{\Gamma ij}(\sum_{a, \Gamma A} | \lambda_j )$ , найденная по  $\lambda_j$ , и  $K_{\Gamma ij}(\sum_{a, \Gamma A} | R)$ , найденная по  $R$ . Координаты точки их пересечения ( $K_{\Gamma ij} \sum_{a, \Gamma A}$ ) и будут решением задачи в текущем пропластке для фиксированной пары  $(C_{\Gamma A} T_{\Gamma A})$ . Перебор всех пар  $(C_{\Gamma A} T_{\Gamma A})$  дает множество допустимых решений для текущего пропластка. Для тех пар  $(C_{\Gamma A} T_{\Gamma A})$ , для которых решение существует, оно, как правило, единственное. Все остальные комбинации  $(C_{\Gamma A} T_{\Gamma A})$ , для которых решения не существует, отбрасываются. Пересечение всех множеств допустимых решений для каждого пропластка, входящего в данный пласт, позволяет определить одно или несколько решений, либо отсутствие решений для остальных комбинации  $(C_{\Gamma A} T_{\Gamma A})$ , для которых решения не существует, отбрасываются. Пересечение всех множеств допустимых решений для каждого пропластка, входящего в данный пласт, позволяет определить одно или несколько решений, либо отсутствие решений для текущего пласта.

Если существует некоторое множество решений (больше или равно 1), то в качестве выходного решения вычисляется его наиболее вероятное значение и допустимый интервал изменения. С уменьшением информативности данных о глинах задача характеризуется все более высокой степенью неоднозначности решения, если она оказывается слишком высокой (выше 25–30%), это свидетельствует о некачественной обработке стандартного комплекса ГИС открытого ствола.

Описанная технология (рис. 1) реализована в виде программно-методического комплекса, автоматизирующего всю процедуру, начиная от обработки и увязки исходных данных каротажа до выдачи значений  $K_{\Gamma}$  на каждом замере.



Рис.1. Схема технологии определения  $K_{\Gamma}$  по данным ИННК





## **Оптимизация технологической схемы блока регенерации растворителя из фильтрата I ступени установки 39–40 производства компонентов масел**

*П. В. Бакулев*

*ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»*

Депарафинизация масляных рафинатов является наиболее энергоемким процессом при производстве базовых компонентов масел. Основными статьями расходов установок депарафинизации масел селективными растворителями являются потребление топливного газа и острого пара, используемых при регенерации растворителя из фильтрата I ступени и раствора гача. При этом аппаратурное оформление установок не позволяет полностью использовать теплоту отходящих потоков (пары растворителя выходящих из эвапораторов), так как при базовом проектировании блоки регенерации растворителя были рассчитаны на значительно меньшую нагрузку по продукту. Для решения данных проблем требуются технические решения по оптимизации технологической схемы блока регенерации растворителя из фильтрата I ступени, на что и направлена данная работа.

Эти технические решения заключаются в следующем:

- монтаж участка трубопровода Ду-400;
- подключение 2 бездействующих секций аппарата воздушного охлаждения Т-16;
- подключение теплообменного аппарата Т-25 А для охлаждения паров растворителя;
- монтаж регулирующего клапана на выходе паров растворителя из теплообменника Т-13
- параллельное включение в схему Т-13, Т-13 А/1 и Т-13 А/2.

### **Описание технологической схемы блока регенерации растворителя до модернизации**

Фильтрат I ступени из сборников фильтрата Е-2 и Е-2 А насосом Н-4 или Н-4 А откачивался на регенерацию холода четырьмя потоками:

- 1) в Кр-3, —2, —1;
- 2) в Кр-6, —5, —4;
- 3) в Т-7, —6;
- 4) в Т-3, —4.

После регенерации холода потоки объединялись и подавались на регенерацию растворителя, последовательно нагреваясь:

- 1) в трубном пространстве Т-11 парами растворителя с верха К-1;
- 2) в межтрубном пространстве Т-12 осушенным деп. маслом с низа К-5;
- 3) в трубном пространстве Т-13 парами растворителя с верха К-2;
- 4) в межтрубном пространстве Т-13 А/1 и Т-13 А/2 (параллельно) вторичным паром из Т-29 А.

После нагрева фильтрат поступал в эвапоратор низкого давления К-1,



где отгонялась часть растворителя, а полуотпаренный фильтрат через пароподогреватель Т-29 А и печь П-1 поступал в эвапоратор высокого давления К-2 и дальше в концевой эвапоратор К-3 и в отпарную колонну К-4. Принципиальная технологическая схема блока регенерации растворителя из фильтрата I ступени до капитального ремонта 2008 года приведена в приложении 1.

В результате расчётов определено, что для отпарки растворителя из фильтрата первой ступени при существовавшей технологической схеме к продукту подводилось 13,847 Гкал/час теплоты. В табл. 1 приведено количество теплоты, подводимое к фильтрату первой ступени на разных стадиях.

Таблица 1  
**Количество теплоты, подводимое к фильтрату первой ступени**

Стадия нагрева фильтрата первой ступени	Кол-во подводимой теплоты, Гкал/час	Процентное отношение подводимой теплоты, %
Т-11	3,195	23,08
Т-12	0,458	3,313
Т-13	2,304	16,642
Общая теплота подводимая в рекуперативных теплообменниках	5,959	43,036
Т-13 а, Т-13 а/2	0,863	6,236
Т-29 а	1,01	7,295
Общая теплота подводимая в паровых теплообменниках	1,874	13,532
П-1	6,01	43,431
Общая теплота	13,847	100

Максимальная тепловая нагрузка печи П-1 составляет 6 Гкал/час, поэтому дополнительно к полуотпаренному фильтрату первой ступени подводилось необходимое количество теплоты в пароподогревателе Т-29 А, в который подаётся острый пар с температурой 250<sup>0</sup> С и давлением 11 кгс/см<sup>2</sup>, после Т-29 А вторичный пар направляется в Т-13 А/1, Т-13 А/2, для подогрева фильтрата первой ступени перед К-1, что увеличивает долю отгона в К-1 и снижает тепловую нагрузку на печь П-1. Расход пара на дополнительный подогрев составляет 3350 кг/час или 2,315 Гкал/час. В пароподогревателе Т-29 А используется 1,01 Гкал/час тепла и поток пароконденсатной смеси с теплотой 1,305 Гкал/час направляется в подогреватели Т-13 А/1, Т-13 А/2, в которых 0,863 Гкал/час передаётся фильтрату первой ступени.

Расчёт показывает, что только 5,959 Гкал/час теплоты отходящих потоков регенерируется в теплоту фильтрата первой ступени, вся остальная тепловая нагрузка 7,878 Гкал/час ложится на огневой подогрев в П-1 и паровые теплообменники.



При этом в аппаратах воздушного охлаждения и водяных холодильниках отводится 3,511 Гкал/час и 3,406 Гкал/час соответственно, что приводит к дополнительным затратам электроэнергии и оборотной воды для охлаждения растворителя. Количество теплоты, отводимые в аппаратах воздушного охлаждения и водяных холодильниках приведены в табл. 2.

Таблица 2

### Потери теплоты отходящих потоков

Аппарат	Количество теплоты, отводимое от продукта, Гкал/час
T-16	0,602
T-17	2,327
T-18	0,341
АВГ-20	0,241
Количество теплоты, отводимое в аппаратах воздушного охлаждения	3,511
T-16 а	0,071
T-17 а	3,313
T-18 а	0,022
Количество теплоты, отводимое в водяных холодильниках	3,406
ИТОГО	6,917

Как видно из приведённого в табл. 3 отчёта, отгонка паров растворителя происходит неравномерно в различных колоннах блока регенерации растворителя, это вызывает снижение эффективности работы рекуперативных теплообменников T-11 и T-13.

Таблица 3

### Доли отгона растворителя

Колонна	Доля отгона
Эвапоратор низкого давления К-1	0,331
Эвапоратор высокого давления К-2	0,650
Концевой эвапоратор К-3	0,011
Отпарная колонна К-4	0,008
Сумма:	1

Из выше приведённой таблицы видно, что большая часть растворителя (65%) отгонялась в эвапораторе высокого давления К-2. Это приводило к перегруженности теплообменника T-13 и снижению эффективности его работы. На выходе из теплообменника T-13 поток паров растворителя имел следующие показатели:

- давление 0,8 кгс/см<sup>2</sup>,



- температура 118<sup>0</sup> С,
- сконденсированная часть 13 %,
- энтальпия потока 7,028 Гкал/час.

Большой перепад давления на теплообменнике Т-13 вызывает резкое снижение температуры паров растворителя по причине дросселирования парожидкостной смеси на внутренних устройствах теплообменника. В результате чего снижается температура конденсации паров растворителя, следовательно, снижается средняя разница температур между потоками фильтрата и паров растворителя ( $\Delta t_{\text{средняя}}$ ) и, как следствие, уменьшается тепловая нагрузка на рекуперативный теплообменник.

Кроме этого, эффективность работы рекуперативного теплообменника Т-13 снижает высокая температура фильтрата первой ступени на выходе из Т-13, которая вызвана высоким давлением на его выходе. Это связано с высоким гидравлическим сопротивлением пароподогревателей Т-13 А/1 и Т-13 А/2 и трубопроводов от коллектора загрузки К-1 до пароподогревателей, и от Т-13 А/1, Т-13 А/2 до общего коллектора.

Модернизация блока регенерации растворителя из фильтрата первой ступени заключается в следующем:

- монтаж участка трубопровода Ду-400;
- подключение 2 бездействующих секций аппарата воздушного охлаждения Т-16;
- подключение теплообменного аппарата Т-25 А для охлаждения паров растворителя;
- монтаж регулирующего клапана на выходе паров растворителя из теплообменника Т-13
- параллельное включение в схему Т-13, Т-13 А/1 и Т-13 А/2.

### **Описание технологической схемы блока регенерации растворителя из фильтрата I ступени после модернизации**

Фильтрат 1 ступени из Е-2 и Е-2 А насосом Н-4 или Н-4 А откачивается на регенерацию холода четырьмя потоками:

- 1) в Кр-3,—2,—1;
- 2) в Кр-6,—5,—4;
- 3) в Т-7,—6;
- 4) в Т-3,—4.

После регенерации холода потоки объединяются и подаются на регенерацию растворителя, последовательно нагреваясь:

- в трубном пространстве Т-11 парами растворителя с верха К-1;
- в межтрубном пространстве Т-12 осушенным деп. маслом с низа К-5;
- параллельно в трубном пространстве Т-13 парами растворителя с верха К-2 и в межтрубном пространстве в Т-13 А/1 и в Т-13 А/2.

После нагрева фильтрат поступает в эвапоратор низкого давления К-1, где отгоняется часть растворителя, а полуотпаренный фильтрат через пароподогреватель Т-29 А и печь П-1 поступает в эвапоратор высокого давления К-2 и дальше в концевой эвапоратор К-3 и в отпарную колонну К-4. Принципиальная технологическая схема блока регенерации растворителя



из раствора деп. масла после капитального ремонта 2008 года приведена в приложении 2.

В результате параллельного включения в технологическую схему блока регенерации растворителя пароподогревателей Т-13, Т-13 А/1, Т-13 А/2 удалось снизить давление на выходе из Т-13 с 2,1 кгс/см<sup>2</sup> до 1,35 кгс/см<sup>2</sup> при том, что давление в К-1 повышается с 1,2 кгс/см<sup>2</sup> до 1,35 кгс/см<sup>2</sup> за счёт увеличения количества паров отгоняемых в К-1. Как следствие выросла температура растворителя на выходе из Т-13 с 117<sup>0</sup> С до 130<sup>0</sup> С. За счёт увеличения доли отгона паров в К-1 повысилась тепловая нагрузка на Т-11 с 3,195 Гкал/час до 3,768 Гкал/час. В результате увеличения доли отгона растворителя в К-1, снижается количество паров подаваемых в Т-13, как следствие снижается перепад давления в теплообменнике. Для повышения эффективности работы теплообменника, предложено смонтировать клапан-регулятор давления в К-2, для повышения давления конденсации паров растворителя, что привело к увеличению средней разницы температур между потоками фильтрата и растворителя ( $\Delta t_{\text{средняя}}$ ), и позволило дополнительно повысить эффективность теплообменника.

Увеличение доли отгона в К-1 вызывает необходимость включения в технологическую схему конденсации паров из К-1 дополнительных бездействующих секций аппарата воздушного охлаждения на Т-16, мощность электродвигателя вентилятора при этом не меняется.

Повышение температуры на входе в К-1 вызывает изменение доли отгона растворителя на различных стадиях отпарки растворителя, в табл. 4 приведены показатели работы колонн после модернизации.

Таблица 4

#### Доли отгона растворителя

Колонна	Доля отгона
Эвапоратор низкого давления К-1	0,500
Эвапоратор высокого давления К-2	0,480
Концевой эвапоратор К-3	0,012
Отпарная колонна К-4	0,008
Сумма:	1

Снижение расхода топливного газа составит  $\approx 225$  кг/час.

Из приведенных расчетов и полученных данных по энергопотреблению можно сделать вывод, что оптимизация технологической схемы блока регенерации растворителя из фильтрата I ступени установки 39–40 производства компонентов масел позволила: снизить потребление топливного газа, дополнительно повысить эффективность теплообменников Т-11 и Т-13, а так же добиться более низкой температуры сухого растворителя.

#### Состояние разработки

Внедрена в капитальный ремонт установки 39–40 в июне 2008 года.



## **Совершенствование бюджетного процесса в рамках предприятия ООО «ЛУКОЙЛ–Пермнефтепродукт» Свердловского филиала**

**Т. Н. Банникова**

*ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтепродукт» Свердловского филиала*

### **1. Цель и суть автоматизации**

Основная цель автоматизации — освободить время менеджеров от рутинных операций, исключить занесение данных в программу вручную, снизить риск ошибок, связанных с человеческим фактором, предоставляя отчетную информацию в удобной для принятия решения форме.

Основная суть: данные формы, созданные на базе таблиц Excel содержат всю необходимую информацию (название объекта, сумму затрат, количество, цену, единицу измерения, название контрагента, номер договора) и позволяют загружать ее в другие программы. «Электронные формы» позволяют делать сводные таблицы с разбивкой по типам объекта и статьям затрат, формировать своды за период от месяца до года.

### **2. Методика по эксплуатации «Электронных форм бюджета»**

Внешний вид таблицы несет в себе всю необходимую для анализа информацию. Заполнение этих форм имеет свои нюансы. В верхнем левом углу обозначено, в каком бюджете запланированы данные: бюджет оперативный (ежемесячный), квартальный или годовой. По центру таблицы заполняется — название статьи «Расчет плановых затрат по статье». Под названием располагается «Код статьи затрат». Важный момент при заполнении: название и код должны соответствовать названию и коду статьей программы, в которую будет происходить выгрузка данных (т.е. ее справочнику статей программы). Под кодом статьи размещена ячейка для заполнения планируемого периода — месяца и года. Заполнение выше описанных данных должно быть в строго закрепленных для этой информации ячейках, так как программа написана таким образом, что считывает информацию только из точно указанного источника.

В правом углу таблицы предусмотрен шаблон для согласования бюджетных форм заместителем по направлению. В нем присутствует строка для заполнения даты сдачи бюджета. Шаблон может быть произвольной формы, и используется для предоставления в бумажном виде в планово-экономический отдел (в дальнейшем ПЭО).

Первый столбец таблицы предназначен для заполнения кодами объекта из справочника программы, куда будет выгружаться информация. Необходимо понимать, что в данном столбце не должно быть посторонней информации, программа будет воспринимать ее как код объекта затрат. Коды должны соответствовать месту возникновения затрат (в дальнейшем МВЗ), которые представлены во втором столбце. В таблице предусмотрено появление новых объектов, код и номер которых еще не присвоен в программе, а затраты уже можно запланировать.

Третий столбец предназначен для кодов группы затрат. Как видно из При-



ложения № 1, в таблице используются коды от одного до четырех. Например, значение один соответствует управленческим группам затрат. Код группы затрат расшифровывается в четвертом столбце. Также предусмотрены пятый и шестой столбцы для заполнения кода вида деятельности и его расшифровки, если при планировании имеется в этом необходимость.

С целью избежания ошибок при выгрузке данных в программу, столбцы с первого по шестой включительно заполняют специалисты планово-экономического отдела и сообщают дополнительно обо всех изменениях, например ввод нового объекта, изменение кода и т.д. При верном заполнении поля таблицы, залитого серым цветом, объекту автоматически будет присваиваться группа затрат и вид деятельности, что ранее в программу вводилось вручную при выборе индивидуально каждого объекта.

Специалисты служб филиала, ответственные за предоставление плановой заявки в планово-экономический отдел, проставляют в ячейке формы наименование планируемого месяца, год и заполняют столбцы с седьмой по тринадцатую.

Седьмой столбец предназначен для заполнения наименования контрагента, оказывающего услуги или предоставляющего товар по планируемым затратам. В восьмом столбце вводится № договора, на основании которого «ЛУ-КОЙЛ-Пермнефтепродукт» сотрудничает с контрагентом. В девятом столбце заполняется наименование товара или услуги. Например, по статье «Списание материалов на обслуживание оргтехники» в девятом столбце будет «бумага».

Столбец десятый несет в себе информацию по количеству планируемого товара или услуги. В столбец под номером одиннадцать заносятся единицы измерения. Для заполнения этого столбца используются следующие стандартные значения единиц измерения: м<sup>3</sup>, час, руб, тн, л, Гкал, квт/ч, шт, мин, точ, м<sup>2</sup>, цикл, кг. Здесь не допускается заполнения числовых значений. Двенадцатый столбец предназначен для заполнения цены планируемого товара или услуги. Сумма планируемых затрат с разбивкой на МВЗ заносится в столбец под номером тринадцать. При заполнении столбцов десятого, двенадцатого и тринадцатого допускается использование формул.

Необходимо знать еще ряд особенностей. При заполнении форм, возможно, установить совместный доступ пользователей. Со стороны исполнителей не допускается корректировка серых полей. Таблицы, в предоставленных формах, не подлежат перемещению по полю и копированию. Не выполнение перечисленных условий может повлечь нарушение взаимосвязей между объектом и информацией, занесенной в электронные таблицы.

После заполнения «Электронных форм» специалисты служб филиала в срок предоставления бюджета, высылают по электронной почте свои таблицы в планово-экономический отдел. Ответственность за правильность заполненных форм и своевременность их предоставления в ПЭО несут начальники отделов. Значения электронной формы должны соответствовать значению форм, предоставленных на бумажном носителе.

### **3. Свод и обработка данных из «Электронных форм»**

После того как в планово-экономический отдел предоставлены заявки бюджета на «Электронных формах» (по электронной почте) и на бумаж-



ном носителе основная задача специалиста сверить предоставленные данные и отследить, чтобы выгрузка информации в программу была проведена в полном объеме. Происходит это следующим образом: специалист ПЭО собирает из электронной почты все формы в одну электронную папку. Программа написана таким образом, что информация берется только из папки, а не из отдельного файла.

Обработка данных осуществляется с помощью вспомогательной программы «Импорт смет». Специалист ПЭО заводит в выделенные окошки планируемый месяц и год. При необходимости можно заводить несколько месяцев, что удобно использовать при составлении квартальной, годовой заявки бюджета.

Программа написана таким образом, что при обработке данных указывает, в каких файлах допущены ошибки при заполнении. Например: надпись «недопустимый код объекта» говорит о том, что в первом столбце заведен неверный код, который отсутствует в справочнике объектов программы.

После обработки данных в программе «Импорт смет», на экран выводится два листа в формате Excel. Один называется «Протокол обработки документов», где указывается характер допущенных ошибок, файлы и листы, в которых они допущены. На втором листе выводится сводная таблица с разбивкой по типам объектов (например: вся запланированная сумма по АЗС или нефтебазам).

### Итоги

«Электронные формы предоставления бюджета» протестированы, внедрены и успешно используются второй год в рамках предприятия «ЛУКОЙЛ-Пермнефтепродукт» Свердловского филиала.

Основные результаты от внедрения разработки:

- данное нововведение позволило значительно снизить трудозатраты, связанные с обработкой плановых данных;
- полностью исключило ввод плановых данных в программу вручную, что значительно снизило количество ошибок, связанных с «человеческим фактором»;
- снизились затраты на бумагу, в связи с предоставлением бюджета в электронном виде;
- сокращены сроки ввода плановой информации в программу;
- повышено качество предоставления информации в плановый отдел от структурных подразделений филиала;
- данные формы в Excel содержат необходимую информацию: наименование объекта, сумму затрат, количество, цену, единицу измерения, название контрагента, номер договора;
- наличие в программе этих данных сделало бюджет более прозрачным, удобным для анализа и принятия управленческих решений;
- позволило оперативно формировать удобные сводные таблицы за периоды от месяца до года.

Перед написанием научной работы уже были разработаны универсальные формы, протестированы все этапы обработки информации, выявлены недочеты и осуществлены меры по их устранению. По заполнению и использованию таблиц было проведено обучение специалистов, предоставляющих





плановые заявки бюджета в планово-экономический отдел. В настоящее время «Электронные формы» успешно внедрены в трудовой процесс Свердловского филиала, и могут иметь применения на базе других крупных предприятий, имеющих систему бюджетирования.

## **Разработка технологии очистки оборудования компрессорных станций магистральных газопроводов**

**И. С. Баокин, П. С. Литвинов**  
ООО «Газпром трансгаз Волгоград»  
ПО ЭКС, ЛЭиПС

В настоящее время в ООО «Газпром трансгаз Волгоград» для очистки технологического газа перед его компримированием в центробежных нагнетателях применяется 30 мультициклонных пылеуловителей тонкой очистки «NUOVO PIGNONE», Италия (рис. 1). Данные аппараты входят в состав технологических схем 5-ти компрессорных цехов газопровода «Союз».



Рис. 1. Пылеуловители. КЦ-4 Фроловское ЛПУ МГ

Очистка транспортируемого газа от взвешенных твердых частиц и жидкости происходит при его прохождении через группу микроциклонов (рис. 2), которая и является конструктивной особенностью таких аппаратов.

Причиной высокого роста отложений в блоке циклонов является низкое качество «среднеазийского» газа, транспортируемого по газопроводу «Союз» и периодическое попадание в аппараты

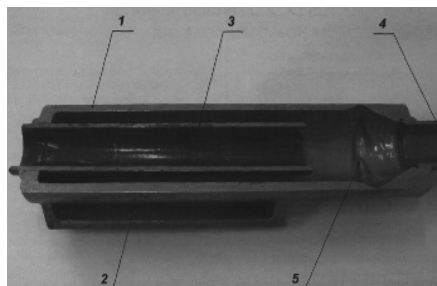


Рис. 2. Циклон: 1 – корпус; 2 – окно входа газа; 3 – труба выхода газа; 4 – дренаж; 5 – эрозионный износ конуса



запорных шаров и прочих материалов, применяемых на линейной части при проведении ремонтных работ (рис. 3).

Следствиями образования отложений являются:

- рост гидравлического сопротивления в аппарате;
- увеличение расхода топливного газа;
- снижение степени очистки технологического газа;
- увеличение износа рабочих колес и проточных частей ЦБН.

В ряде случаев перепад давления на пылеуловителях достиг (при работе в группе)  $1,2 \text{ кг/м}^2$  и более против проектного  $0,2\text{--}0,4 \text{ кг/м}^2$ .

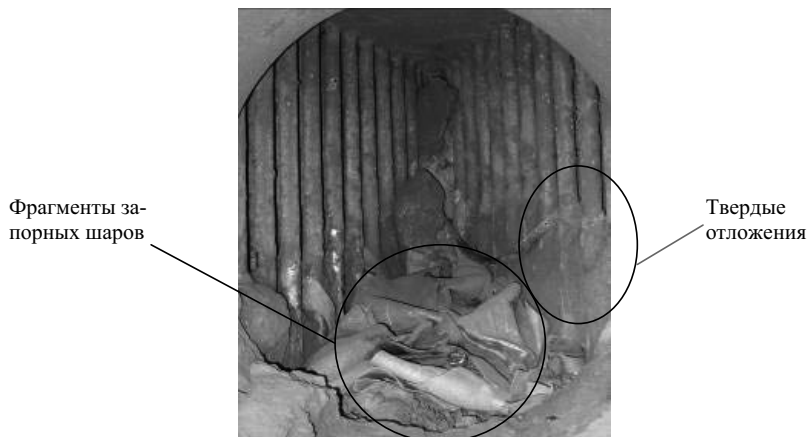


Рис. 3. Блок микроциклонов (вид со стороны входного штуцера)

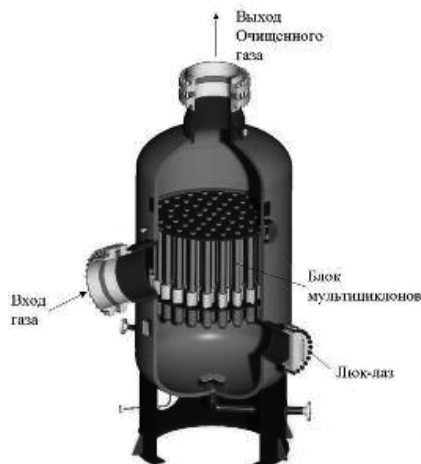


Рис. 4. Пылеуловитель мультициклонный

Для решения данной проблемы рассмотрены варианты изменения конструкции пылеуловителей, а также применение методов очистки их внутренней полости (группы циклонов), в том числе, и наиболее традиционные, применяемые в нефтяной и газовой промышленности. Наглядно конструкция пылеуловителя представлена на рис. 4.

Замена блока 397 циклонов Ш 50 мм тонкой очистки на другой, более адаптированный для данных условий (например блок 86 циклонов Ш 150 мм разработки АО ЦКБН (Центрального конструкторского бюро нефтеаппаратуры) исключается, так как толщина стенки пылеуловителя составляет  $65 \text{ мм}$ .



Сварочные работы с металлами таких толщин должны проводиться в специальных (заводских) условиях.

Проведение полной очистки механическим способом весьма затруднительно, так как единственный люк-лаз расположен в нижней части «пыльника» и обеспечивает доступ лишь к нижним трубкам корпусов и конусам циклонов.

Для проведения химической или термической очистки, определен перечень веществ, входящих в состав отложений для дальнейшего подбора возможных растворителей или параметров термоокисления.

Предварительный анализ состава и физико-химических характеристик отложений указал на целесообразность применения термоокисления («выжигания») термоактивных осадков с поверхности блока циклонов пылеуловителя.

В результате поиска организаций, имеющих опыт работ в области термической обработки аппаратов подобного типа, была найдена ООО «Химнефтеаппаратура», предложившая запатентованный (патент РФ № 2182920) способ удаления термически активных осадков с поверхности внутренних элементов аппаратов.

Данный способ очистки (рис. 5), успешно апробированный в 2003 году на компрессорных станциях ООО «Сургутгазпром», предусматривает разогрев внутреннего объема аппарата продуктами сгорания жидкого топлива, образующимися в теплогенераторе 3 (500–600 °С).

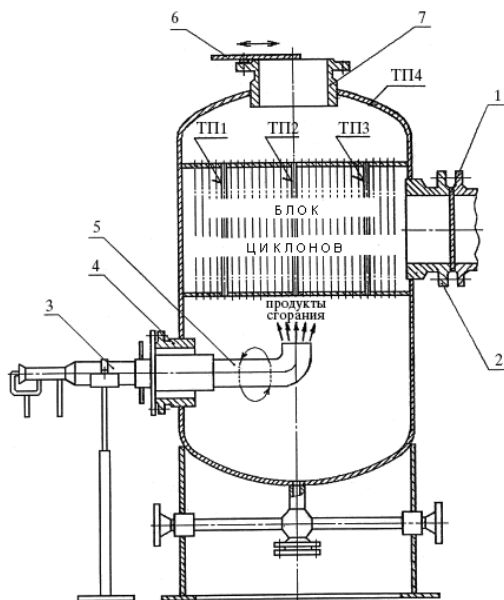


Рис. 5. Схема термической очистки пылеуловителя: 1 — заглушка; 2 — штуцер входа газа; 3 — теплогенератор; 4 — люк-лаз; 5 — устройство ввода теплоносителя; 6 — шибер; 7 — штуцер выхода газа; ТП1 — ТП4 — термопары



В апреле 2009 года с ООО «Химнефтеаппаратура» был заключен договор на очистку шести аппаратов. К сожалению, ожидаемого эффекта, а именно, снижения перепада давления до номинального, достичь не удалось. После очистки перепад давления на одном аппарате снизился с  $6,5 \text{ кг/см}^2$  до  $2,7 \text{ кг/см}^2$ . Более того, в результате демонтажа входного патрубка аппарата обнаружено, что термическое воздействие на продукты отложений привело к их «спеканию» (рис. 6). Данный факт только осложнил процесс дальнейшей очистки.

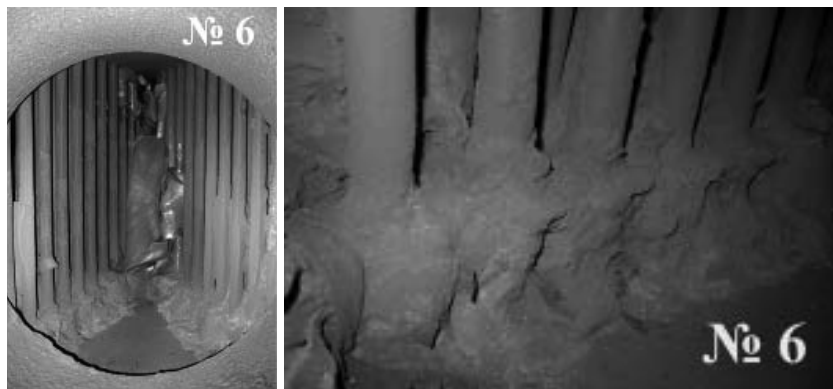


Рис. 6. Результат термической очистки пылеуловителя.

В связи с чем дальнейшие изыскания были направлены в область методов растворения органических компонентов из состава загрязнений.

В этом направлении на базе центральной химико-аналитической лаборатории Общества был выполнен комплекс теоретических и лабораторных исследований физико-химических и коллоидных свойств технологических жидкостей (ТЖ) и систем «ТЖ + загрязнители», включающих:

- литературно-патентный обзор;
- исследование свойств и гранулометрического состава частиц загрязнителя;
- исследование и подбор состава ТЖ для промывки пылеуловителя;

В качестве объектов исследования были выбраны: 5%, 3% и 1% водный раствор сульфанола.

В ходе проведения экспериментальных исследований на предварительной стадии установлено, что максимальными стабилизирующими свойствами по отношению к частицам загрязнителя обладает 3% водный раствор сульфанола. Для повышения его моющего действия, минимизации коррозионного воздействия, а также проникающей и стабилизирующей способности введены АспаралФ, триэтаноломин, нитрит натрия, а снижение пенообразования достигалось применением полиметилсилоксана. Процентное соотношение указанных «добавок» было также определено опытным путем.

В результате проведенных исследований разработана рецептура промывочного состава и технология промывки пылеуловителей, которая сводится к закачке в аппарат промывочной жидкости не менее чем на 48 часов с обес-



печением барботажа газом при давлении не менее 0,5 МПа при постоянно открытом верхнем клапане.

В рамках эксперимента данная технология была применена при очистке пылеуловителей на КС Палласовка в мае 2009 года. После очистки перепад давления на аппаратах не превышал 0,6 кг/см<sup>2</sup>. Следует отметить, что в состав загрязнений указанных аппаратов не входили запорные шары.



Рис. 7. Результат 1-й промывки пылеуловителя

В качестве технического решения при удалении загрязнителя с повышенной прочностью (рис. 7). из области мультициклонов предложено осуществить подачу в зону над завихрителями через технологическое отверстие закрученного, пульсирующего потока моющего раствора под высоким давлением.

Для реализации данной операции был применен стандартный широко распространённый аппарат для промывки под высоким давлением с подогревом промывочной жидкости (рис. 8).



Рис. 8. Аппарат высокого давления «Karcher» HDS 695-4 M Eco



Рис. 9. Блок циклонов после полной очистки

В 2009 году за счет очистки по разработанной технологии и рецептуре промывочной жидкости 8-ми пылеуловителей на КС Палласовка и КС Фро-



лово ООО «Газпром трансгаз Волгоград» и снижения в результате очистки перепада (потери) давления на входе в газоперекачивающий агрегат (ГПА) получена экономия топливного газа в объеме 19 346,341 тыс. м<sup>3</sup>/год, или (при внутренней цене ОАО «Газпром» с 1.10.2009 г. топливного газа в 2069,73 руб./1000 м<sup>3</sup>) в денежном выражении 39 941 702, 36 руб. Потенциальный экономический эффект в разрезе одного газотранспортного предприятия при парке пылеуловителей в 30 единиц при средней экономии топливного газа в 2,5 млн м<sup>3</sup>/год на один аппарат может составить порядка 180 млн руб. В рамках ОАО «Газпром», в газотранспортной системе которого в настоящее время эксплуатируется 120 пылеуловителей такого типа, отраслевой интегральный экономический эффект при выполнении очистки по разработанной технологии может составить порядка 600 млн руб.

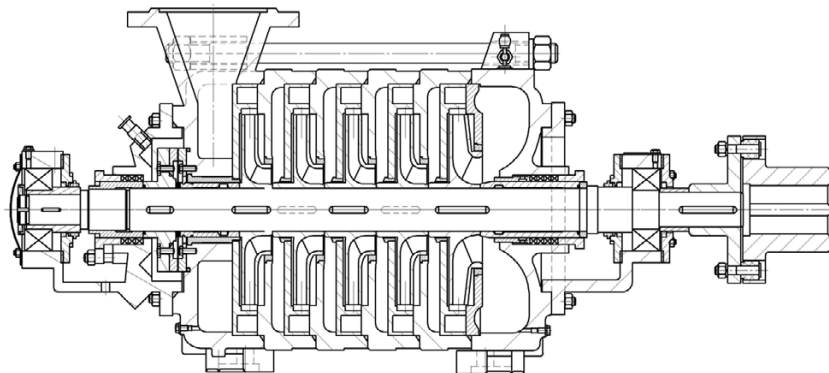
## **Повышение ремонтпригодности насосов ЦНС на этапе ремонта**

***Н. Н. Башков***

*Сервисный центр ремонта нефтепромыслового оборудования Лангепасско-Покачевского региона Управления ремонта нефтепромыслового оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»*

Одним из направлений снижения себестоимости добываемой нефти является снижение стоимости ремонта нефтепромыслового оборудования.

Насосы ЦНС-300 (рис. 1) составляют многочисленную группу ремонтируемых объектов для текущего и капитального ремонта. Сальниковые уплотнения насоса наиболее нуждаются в текущем ремонте, так как представляют собой узлы трения, состоящие из рубашки вала и сальниковой набивки. В процессе эксплуатации набивка и рубашка вала изнашиваются и нарушается герметичность уплотнения, которая восстанавливается заменой набив-



*Рис. 1 Общий вид насоса ЦНС-300*



ки до тех пор, пока не наступит предельный износ рубашки. В этот момент требуется замена рубашки.

Замена рубашки вала со стороны всасывания — трудоемкая операция, влекущая за собой демонтаж насоса и вывоз его на Базу СЦ РНПО для полной разборки. Не менее трудоемки в настоящее время и операции по замене переднего подшипника вала насоса. Для ее выполнения требуются либо отсоединение электродвигателя и его перестановка, либо отсоединение и перестановка насоса. Операция, таким образом, приводит к необходимости центровки насосного агрегата.

Так как работа с неисправными уплотнениями и подшипниками приводит к увеличению количества утечек перекачиваемой жидкости и повышению уровня вибраций агрегата, что является причиной снижения срока его межремонтной эксплуатации, работы по ремонту выполняются часто, и затраты ложатся в себестоимость перекачиваемой нефти.

Для решения проблемы предлагается:

1. Изменить конструкции вала и сальникового уплотнения так, чтобы обеспечить замену передней рубашки без демонтажа и полной разборки насоса (рис. 2).

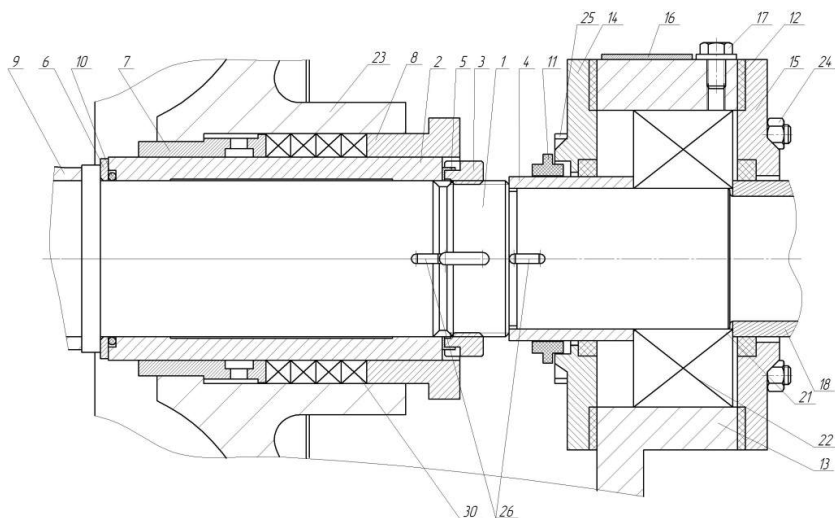


Рис. 2. Доработка сальникового уплотнения с быстросъемной рубашкой (насос ЦНС 300): 1 – вал; 2 – рубашка вала; 3 – гайка круглая специальная; 4 – тулка; 5 – шайба предохранительная для установочных гаек; 6 – кольцо; 7 – втулка гидрозатвора; 8 – втулка сальника; 9 – колесо рабочее первой ступени; 10 – кольцо резиновое; 11 – ольцо отбойное; 12 – прокладка; 13 – кронштейн передний; 14 – крышка подшипника; 15 – крышка передняя; 16 – табличка; 17 – робка; 18 – втулка; 21 – манжета 12-105x130-1 ГОСТ 8752-79; 22 – подшипник 3618 ГОСТ5721-75; 23 – крышка всасывания; 24 – гайка М12.4 ГОСТ5915-70; 25 – болт М12х140.36 ГОСТ7795-70; 26 – шпонка 6х6х14 ГОСТ 23360-78; 30 – набивка сквозного плетения марки АП-3116х16 ГОСТ5152-84

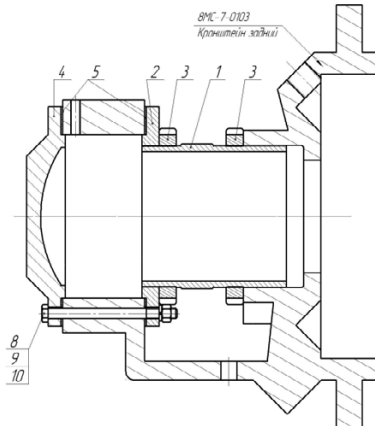


Рис. 3 Доработанный задний закрытый кронштейн (Насос ЦНС 300) № 1 – труба; 2 – фланец; 3 – гайка специальная; 4 – крышка глухая; 5 – прокладка; 8 – болт М12х145 ГОСТ 7805–70; 9 – гайка М12 ГОСТ 5915–70; 10 – шайба 12 ГОСТ 6402–70

2. Установить на насосы ЦНС 300, перекачивающие нефть, закрытый задний кронштейн (рис. 3), устранив тем самым заднее уплотнение вала и уменьшив вдвое количество мест возможной утечки.
3. Заменить упругую втулочно-пальцевую муфту на имеющую повышенные виброгасящие и компенсирующие свойства, а также менее виброактивную, эластичную муфту с проставкой (Рис4), отсоединение которой обеспечивает появление между валами насоса и электродвигателя места, достаточного для демонтажа переднего кронштейна и ремонта, как уплотнения, так и переднего подшипника вала.
4. Применить установку на насос торцового уплотнения со стороны всасывания с сохранением удобства и пониженной трудоемкости ремонта.

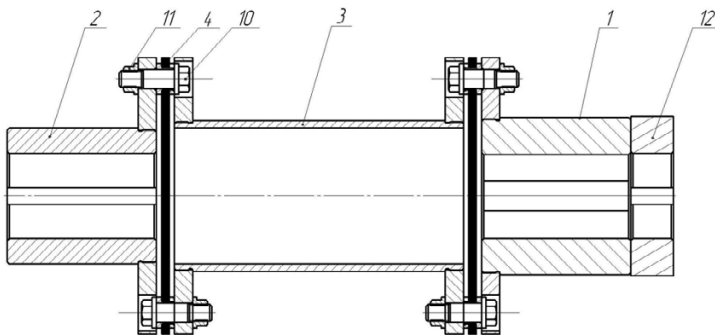


Рис. 4. Муфта эластичная (Насос ЦНС 300): 1 – полумуфта электродвигателя; 2 – полумуфта насоса; 3 – проставка; 4 – эластичный элемент; 10 – палец; 11 – гайка; 12 – кольцо компенсирующее



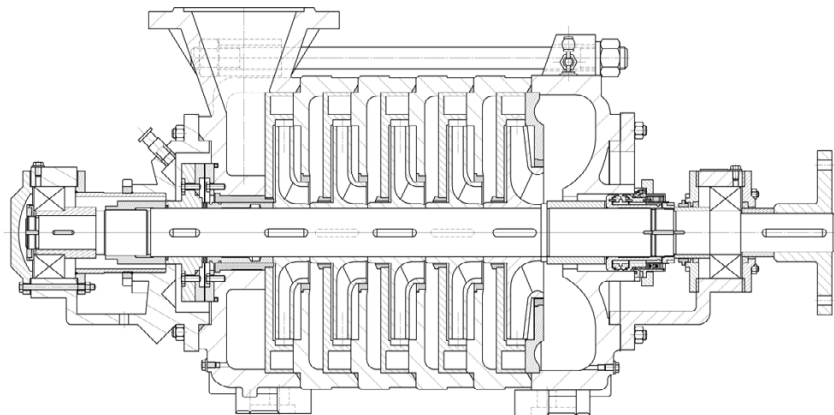


Рис. 5. Насос ЦНС 300 закрытой конструкции с торцовым уплотнением

Практическое применение данной разработки (рис. 5) в условиях Сервисного центра РНПО Лангепасско-Покачевского региона позволит достичь следующих положительных результатов:

- 1) Повысить экологическую безопасность за счет снижения утечек перекачиваемой жидкости, благодаря исключению заднего уплотнения вала и применению со стороны всасывания торцевого уплотнения.
- 2) Увеличить показатели наработки насосов ЦНС 300 на отказ.
- 3) Уменьшить затраты на текущий ремонт ЦНС 300 с 80883 руб. до 39015 руб, то есть на 41868 руб.

## **Удаление сероводорода и легких меркаптанов из мазута химическими реагентами**

**А.Ю. Белевцева**

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Актуальность темы: Получаемый из сернистых нефтей и газовых конденсатов мазут, в том числе на установках ООО «Газпром добыча Астрахань» ГПЗ, содержит в больших количествах различные сернистые соединения, включая сероводород, метил- и этилмеркаптан.

Сероводород и меркаптаны при хранении, перекачке и транспортировке мазута десорбируются в атмосферу, что может привести к превышению ПДК в воздухе на предприятиях, и, как известно, даже в очень небольших количествах сероводород и меркаптаны токсичны и обладают сильным неприятным запахом.

В соответствии с Техническим регламентом «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту» предъявляются более жест-



кие требования к характеристикам топочного мазута; мазут в частности не должен содержать сероводород и легкие меркаптаны (метил-, этилмеркаптан).

Цель работы: Получение мазута с гарантированным отсутствием сероводорода и летучих меркаптанов с использованием химических реагентов. Реагенты, связывая их в высококипящие соединения, предотвращают их попадание в атмосферу.

Астраханский мазут, с которым проводились эксперименты содержит сероводород от 20 до 60 ppm, метилмеркаптаны от 10 до 40 ppm и этилмеркаптаны от 70 до 200 ppm.

Опыты проводили в лабораторных условиях следующим образом: разогретый мазут вводили в реактор, подогреваемый водой, и с помощью циркуляционного термостата доводили мазут до температуры 80 °С. Вводили реагент и перемешивали при помощи магнитной мешалки. Пробы на анализ отбирали через определенные промежутки времени. Опыты проводили с различными марками реагентов и дозировками. Степень очистки от сероводорода и меркаптанов оценивали по содержанию меркаптанов в исходном и очищенном мазуте. Анализ проводили хроматографическим методом (хроматограф Agilent 6890N с пламенно-фотометрическим детектором с фильтром на серу и капиллярной колонкой с метилсилоксановой жидкой фазой).

Были испытаны различные марки реагентов, переданных поставщиками в ЦЗА-ОТК ГПЗ.

В таблице 1 приведены сравнительные характеристики реагентов по степени удаления легких меркаптанов. По полученным результатам видно, что реагенты «Дарсан», «Колтек», MARK M1 (2), M1 (3), M1 (6) не обеспечивают полного удаления меркаптанов. Активность данных реагентов неудовлетворительна. Например, «Дарсан» оказался настолько малоактивным, что не связывает полностью даже сероводород, в то время как в опытах со всеми другими реагентами сероводород отсутствует уже в первой пробе.

Интерес представляют реагенты, которые полностью удаляют легкие меркаптаны (степень удаления почти 100%). Это «PROSWEET», «Kerofine 3628», «MARK» (M1 (4), M1 (5), M1 (5)+ M1 (6), M1 (7)), «ФЛЭК ИК-200».

В таблице 2 приведены результаты испытаний реагентов, которые позволяют полностью удалить не только сероводород, но и меркаптаны, что требуется по Техническому регламенту.

Опыты проводились при различных концентрациях. Для сопоставления активности результаты опытов пересчитали на одну концентрацию реагентов 100 ppm, т.е. рассчитали время, необходимое для полного удаления меркаптанов. Время колеблется для разных реагентов в очень широких пределах — от 1,3 часа (ФЛЭК ИП-200) до 16,5 часов (MARC (M1 (7))).

Обеспечить полное удаление легких меркаптанов можно и за 1 час каждым из активных реагентов, увеличивая расход реагента. Рекомендуемый (экономически целесообразный) интервал дозировки от 50 до 500 ppm. Но большинство реагентов при добавлении более 0,5 г/дм<sup>3</sup> приводят к браку мазута по повышенной щелочности.



Таблица 1

### Сравнительные характеристики реагентов по степени удаления легких меркаптанов

Катализатор	Время от начала опыта, часы	Концентрация катализатора, г/л	Содержание, ppm					Степень Удаления RSH, %
			H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH	C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH	Общая сумма	Сумма RSH	
Холостая проба	0	0	23,8	13,5	84,4	121,7	97,9	
Дарсан	3,0	0,25	23	14	84,2	121,2	98,2	-0,3
	5,0	0,5	12,7	14	83,9	110,6	97,9	0,0
Холостая проба	0	0	20	3,8	75,6	99,4	79,4	
Колтек ПС 1657	1,0	0,2	0	0	75,6	75,6	75,6	4,8
Колтек ПС 1632	1,0	0,2	0	9,6	75,4	85	85	-7,1
Холостая проба	0	0	55,5	29,60	210,6	295,7	240,2	
MARK M1 (2)	4,5	0,147	0	10,7	84	94,7	94,7	60,6
MARK M1 (3)	5,0	0,190	0	0	42	42	42	82,5
MARK M1 (6)	6,0	0,100	0	10,8	84,1	94,9	94,9	60,5
Холостая проба	0	0	сл.	27,9	210,2	238,1	238,1	
MARK M1 (7)	7,0	0,235	0	0	0	0	0	100,0
Холостая проба	0	0	0	10,61	80,73	91,34	91,34	
PROSWEET	1,5	1,0	0	0	0	0	0	100,0
Холостая проба	0		20,1	9,9	75,6	105,6	85,5	
Kerofine 3628	1,0	1,0	0	0	0	0	0	100,0
Холостая проба	0	0	сл.	10,8	84	94,8	94,8	
MARK M1 (5)+ M1 (6)	8,0	0,05	0	0	0	0	0	100,0
Холостая проба	0	0	сл.	27,9	210,2	238,1	238,1	
MARK M1 (5)	3,5	0,16	0	0	0	0	0	100,0
Холостая проба	0	0	сл.	10,8	84	94,8	94,8	
MARK M1 (5)	5,0	0,06	0	0	0	0	0	100,0
Холостая проба	0	0	сл.	27,9	210,2	238,1	238,1	
MARK M1 (4)	2,0	0,20	0	0	0	0	0	100,0
Холостая проба	0	0	21,43	11,86	80,65	113,94	92,51	
Флэк ИК-200	0,25	0,05	0	0	0	0	0	100



Таблица 2

**Сравнительные характеристики реагентов при полном удалении легких меркаптанов (активные реагенты)**

Катализатор	Время от начала опыта, час	Концент-рация ката-лизатора, г/л	Концент-рация RSH, ppm	Приведенное время полного удаления RSH к концентрации катализатора 100 ppm (0,1 г/л), час	Расчетная концен-трация реагента для полного удаления RSH за 1 час обра-ботки, г/т
Холостая проба	0		238		
MARK M1 (7)	7,00	0,235		16,5	1650
Холостая проба	0		91		
PROSWEET	1,5	1,0		15,0	1500
Холостая проба	0		86		
Kerofine 3628	1,0	1,0		10,0	1000
Холостая проба	0		95		
MARK M1 (5)+ M1 (6)	8,0	0,118		9,4	940
Холостая проба	0		238		
MARK M1 (5)	3,5	0,218		7,6	760
Холостая проба	0		95		
MARK M1 (5)	5,0	0,147		7,3	730
Холостая проба	0		238		
MARK M1 (4)	2,0	0,2		4,0	400
Холостая проба	0		114		
Флэк ИК-200	0,25	0,5		1,3	130

Принимая во внимание такие показатели, как концентрацию и активность нейтрализатора, нами рекомендованы к испытаниям в производственных условиях два реагента: ФЛЭК ИК-200 и MARC M1 (4).



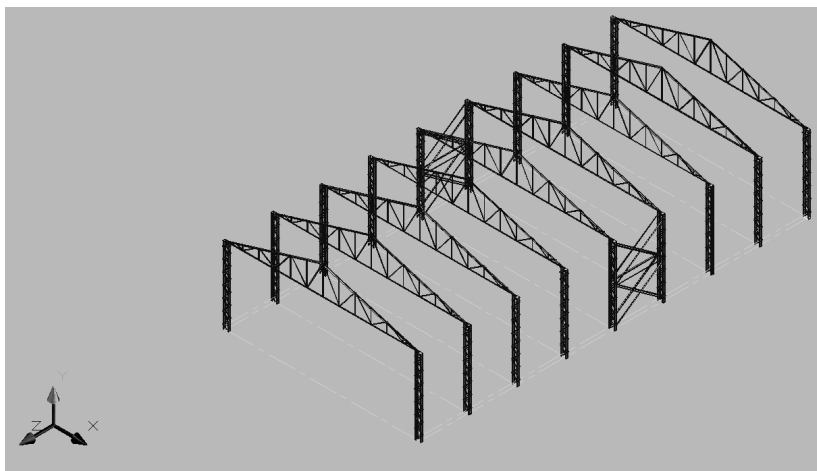
## Оптимизация стальных рамных каркасов с элементами переменного сечения

*А. В. Болдырева*

*ОАО «Куйбышевский НПЗ»*

Концепции современного строительства ориентированы на экономию материалов и сокращение сроков строительства в условиях простого и быстрого монтажа.

С учетом высокой металлоёмкости типовых стальных рамных каркасов зданий и сооружений и большой их востребованностью на производственных площадках компании НК «РОСНЕФТЬ» предложена методика оптимизации таких каркасов с целью снижения сметной стоимости строительно-монтажных работ при строительстве типовых каркасов и сокращения сроков строительства таких каркасов.



*Рис. 1. 3D-модель стального рамного каркаса по типовому проекту*

Стальной рамный каркас — это несущая конструкция, состоящая из колонн (вертикальных элементов) и ригелей — горизонтальных элементов каркаса. Область применения таких каркасов в масштабах компании НК «РОСНЕФТЬ» достаточно широка, они применимы как для промышленных объектов (компрессорные, насосные, операторные, цеха с мостовыми кранами так и без них, гаражные комплексы, склады для хранения оборудования, техники, для хранения и переработке отходов), так и для общественных объектов.

В работе рассматривается оптимизация типового стального рамного каркаса производственного здания, имеющего размеры в плане 24х48 м и высоту от уровня пола до отметки верха колонн 10 м. По результатам расчета производится сравнительный анализ по техническим и экономическим характеристикам двух вариантов каркаса до оптимизации и после неё.



## Решение задачи оптимизации типового рамного каркаса

### Выбор функции цели

Задача параметрической оптимизации стального рамного каркаса формулируется как задача нелинейного программирования, т.е. ориентирована на нахождение таких значений неизвестных параметров системы, при которых конструкция удовлетворяет требованиям строительных норм и характеризуется минимальным значением некоторого критерия оптимальности.

Математическая модель задачи оптимизации включает набор переменных проектирования (искомые параметры конструкции), систему ограничений и функцию цели.

В качестве функции цели в данной работе выбрана функция минимальной металлоемкости всей рамы, т.е. стоимость конструкции будет практически полностью зависеть от массы каркаса. В общем виде функцию цели можно записать следующим образом:

$$M = t \sum_{i=1}^n \frac{A_{1i} + A_{2i}}{2} L_i \stackrel{m}{=} \min,$$

где  $M$  — металлоемкость всего каркаса;  $A_{1i}$  и  $A_{2i}$  — начальная и конечная площади сечения линейно меняющего свои размеры  $i$ -ого элемента рамы;  $L_i$  — длина  $i$ -го элемента,  $\rho$  — удельный вес материала конструкций рамы.

В качестве второстепенного критерия при оптимизации сечений элементов используется устойчивость рамы в целом (Проверка максимальных перемещений) и максимальная жесткость сечений элементов рамы.

Помимо двух критериев для выбора квазиоптимальных решений используются и различные ограничения. Они делятся на два типа:

а) Конструктивные ограничения, такие как обеспечение гибкостью; ограничения по наибольшим и наименьшим толщинам, прокатываемым из предлагаемых марок стали; ограничение сортамента заказчика; предельные отношения ширин и толщин по условиям местной устойчивости; соблюдение минимальной высоты соединительных стыков элементов, исходя из необходимости расположения высокопрочных болтов в этой зоне.

б) Расчетные ограничения связаны с обеспечением надежности в соответствии со СНиП «Стальные конструкции».

### Методика оптимизации типового рамного каркаса

Процесс оптимизации типовой конструкции рамного каркаса разбит на два этапа:

На первом этапе экономия материала осуществляется за счет изменения сечения конструкции по длине в соответствии с эпюрой изгибающих моментов. На втором этапе применяются конструкции с гофрированной стенкой.

Остановимся на первом этапе подробнее:

Моделирование и расчет каркаса с элементами переменного сечения выполняется в следующей последовательности:

Во-первых, производится предварительный подбор сечений элементов каркаса только по прочностному расчету в целях упрощения; составляется



конечно-элементная стержневая модель с приложением нагрузок (постоянная, снеговая, ветровая).

Во-вторых, выполняется статический расчет каркаса в ВК «Лира 9.4», результат которого показывает расчетные сочетания усилий в элементах и эпюры ( $M$ ,  $N$ ,  $Q$ ). Выбор оптимальных сечений для каждого элемента в раме зависит от распределения усилий. Основную роль на распределение высоты сечений по длине сжато-изгибаемого элемента, оказывает соотношение внутренних усилий ( $M$ ,  $t^*m$ ). После чего уточняются размеры сечений элементов каркаса в 1-м приближении.

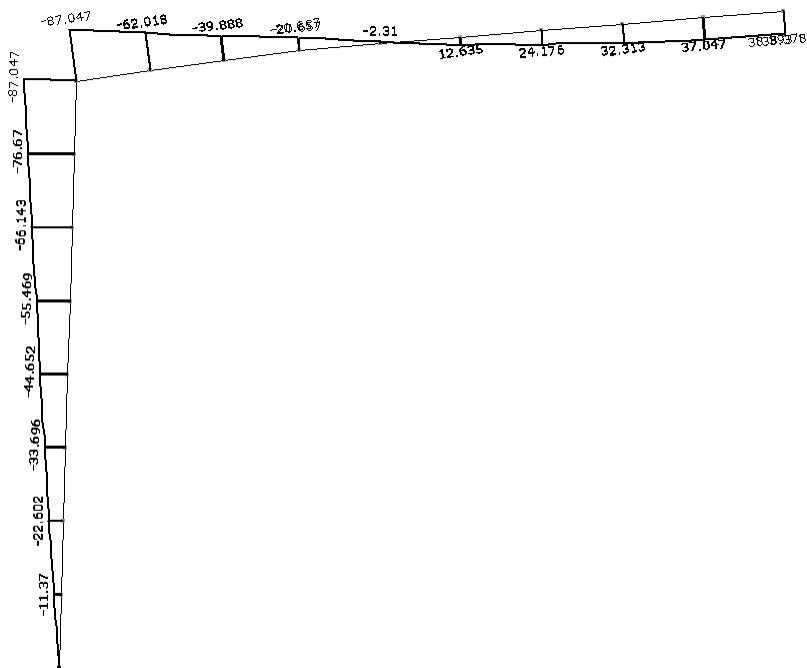


Рис. 2. Эпюра изгибающих моментов  $M$ ,  $t^*m$

По результатам статического расчета спроектирована рама переменного сечения по длине каждого элемента.

Анализируя полученные сечения не трудно увидеть, что оптимальное очертание стенки колонны очень близко по форме к прямоугольной трапеции.

Рассматривая характер изменения оптимальной высоты стенки ригеля, и учитывая тот факт, что эпюра моментов пересекает нейтральную ось, становится очевидным расположение в этом месте стыковочного узла двух отпоровочных марок ригеля. Этот шаг позволяет минимизировать усилия в высокопрочных болтах и фланцах соединительного узла. Таким образом, стенка ригеля разбивается на две части, представляющие собой прямоугольные трапеции.

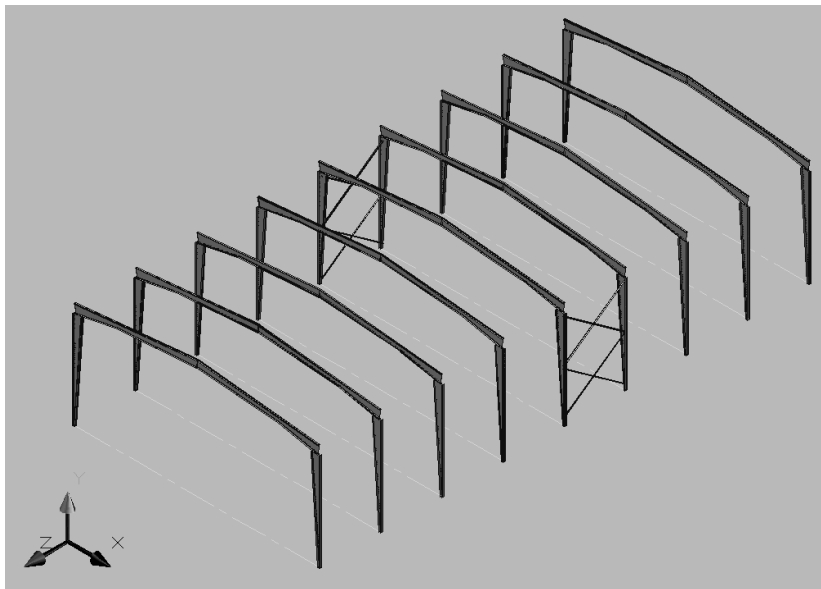


Рис. 3. 3D-модель оптимального каркаса

В-третьих, производятся проверочные расчеты с учетом устойчивости рамы в целом. Пересчет схемы для определения максимальных перемещений в наиболее характерных точках произведен за счет включения в РСУ обратных понижающих коэффициентов от коэффициентов надежности по нагрузкам. Окончив расчет, получим максимальное перемещение узла в коньке ригеля по вертикальной оси:

$$F = 80 \text{ мм} < [F] = 24000 \text{ мм} / 200 = 120 \text{ мм},$$

что вполне соответствует действующим нормам на прогибы изгибаемых конструкций зданий пролетом 24 м.

На втором этапе снижения металлоемкости используем конструкции с гофрированной стенкой.

Гофро-балки — это сложные составные балки с синусоидально гофрированной стенкой, обладающей большей жесткостью и устойчивостью к деформации по сравнению с обычными горячекатаными балками, используемых в типовых каркасах зданий и сооружений, и широкими пластинчатыми полками (поясами), что говорит об эффективности их использования в несущих конструкциях.

Эффективность двутавровых сечений во многом определяется отношением площадей полок и стенки: чем выше это отношение, тем эффективнее сечение.

Как результат профилировки (гофрирование) вертикальная стенка балки не участвует в передаче продольных — нормальных напряжений, возникаю-





ших от изгиба. Согласно проверке несущей способности, в идеале, обеспечивалось соответствие внутренних сил и сопротивления сечения как индивидуальных компонентов — полки и стенки.

Альтернативные вычисления могут также базироваться на EUROCODE 3 DIN V ENV 1993-1-1 (1993); EUROCODE 3: Design of steel structures; Part 1-1: General rules and rules for buildings или любом другом национальном стандарте, который содержит правила в отношении решетчатых ферм или открытых решетчатых колонн и поперечного изгиба ортотропных пластин.

Гофро-конструкции, применённые при проектировании оптимального каркаса, имеют ряд преимуществ по сравнению с обычными горячекатаными, используемых в типовых каркасах:

Благодаря малой деформативности гофро-балки могут перекрывать большие пролеты до 40 м без использования дополнительных опор, что увеличивает полезную площадь здания для размещения технологического оборудования.

Благодаря высокой несущей способности гофро-балок, вес строительных конструкций уменьшается на 30% по сравнению с аналогичными горячекатаными балками при одинаковых условиях эксплуатации;

Быстрый монтаж здания обеспечивается за счет применения высокопрочных болтовых соединений и отсутствию на строительной площадке сварочных работ

Высокая точность и качество при изготовлении достигается за счет максимального использования автоматизированного производства, влияние человеческого фактора на качество изготовления гофро-балок практически исключено.

Применение оцинкованной стали, нанесение антикоррозионного покрытия или применение горячего гальванизирования заводом-изготовителем на элементы каркаса позволяет достичь уникальной коррозионной стойкости. Это дает возможность использовать такие конструкции во многих агрессивных средах.

Многофункциональность гофро-конструкций обуславливается, во-первых, применением их в различных климатических условиях (при низких температурах, в районах с высокой сейсмичностью), во-вторых, широкой сферой их использования, в качестве несущих конструкций крановых эстакад, каркасов промышленных зданий, сооружений, каркасов крыш резервуаров, так и в качестве самостоятельных конструкций — центрально и внецентренно-сжатые стойки, подкрановые балки, балки покрытий, перекрытий, структурных балок и др.

Согласно локальных ресурсных сметных расчетов, выполненных для типового каркаса со сметной стоимостью  $C_{\text{СМР}} = 9934,75$  тыс. руб (рис.1) и оптимизированного каркаса  $C_{\text{СМР}} = 7329,23$  тыс. руб (рис. 3) в текущих ценах на 01.11.2008 г. следует, что оптимизированный рамный каркас экономичнее типового каркаса на 2605,52 тыс.руб (что составляет 26%).

Сравнительный анализ, охватывающий техническую и экономическую сторону, показал неоспоримые преимущества внедрения стального рамного каркаса из гофро-конструкций переменного сечения в масштабах компании НК «РОСНЕФТЬ».



## Заключение

Из всего вышесказанного можно аргументировано заявить о том, что замена типовых стальных рамных каркасов из горячекатанных профилей на оптимальные каркасы из гофро-конструкций переменного сечения позволит достичь поставленных целей на уровне компании:

- Снижение сметной стоимости строительно-монтажных работ при строительстве рамных каркасов с сохранением несущей способности элементов
- Сокращение сроков строительства
- Многофункциональность каркаса
- Энергосберегающие преимущества
- Экономия денежных средств на возведение фундаментов

## Повышение эффективности работы топливной системы

**А. С. Вловин**

*ООО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК»*

Опыт эксплуатации топливной системы завода в летнее время выявил ряд недостатков:

2.1. Газ дезанизации с отделения фракционирования УСФК-I согласно проектному решению должен подаваться в топливную систему. Из-за большого содержания углеводородов  $C_3$  и  $C_4$  газ дезанизации направляется на сжигание на факел, так как подача такого газа в топливную сеть вызывает резкий рост калорийности топливного газа и нестабильную работу печей, появление копоти, оседающей на датчиках погасания пламени, что приводит к ложным срабатываниям системы ПАЗ и аварийным остановкам печей.

2.2. Газ регенерации с отделения адсорбции установки осушки СУГ согласно проектному решению также должен подаваться в топливную систему. После отделения адсорбции газ регенерации охлаждается, очищается от влаги в сепараторе, редуцируется и подаётся в топливную сеть.

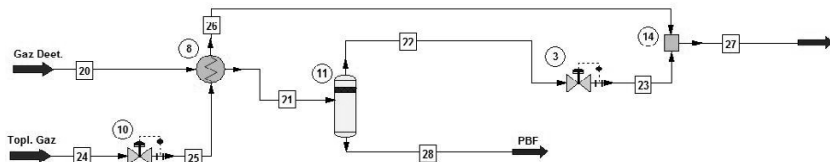
После редуцирования температура газа снижается до  $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$ , при этом оптимальная температура для топливной системы составляет от  $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$  и выше.

2.3. Пропан-бутановая фракция (ПБФ), поступающая на установку осушки СУГ для очистки от метанола, в летнее время имеет температуру до  $+45\text{ }^{\circ}\text{C}$  при нормируемом давлении не более 1,2 МПа. Для удержания давления в сырьевой ёмкости 070 Е-1 в нормируемом пределе производится сброс паров ПБФ в топливную сеть.

Целью разработки являлось повышение эффективности работы топливной системы в летнее время за счёт подачи в неё газа дезанизации и подогрева холодного газа регенерации, сокращение потерь товарной продукции за счёт исключения сброса паров ПБФ в топливную сеть.



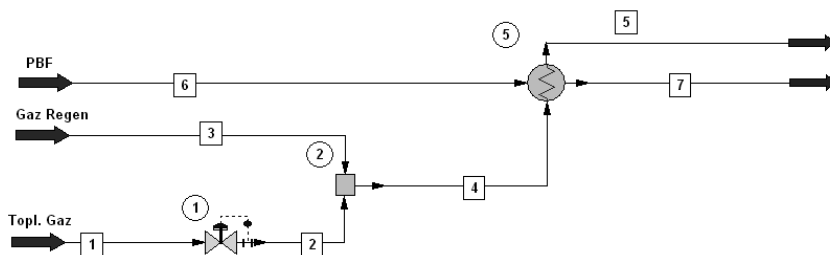
Для устранения вышеуказанных недостатков проработаны мероприятия:  
2.4. Охлаждение газа деэтанализации



Газ деэтанализации [20] из колонны 039 К-2 поступает в теплообменник (8), где происходит частичная конденсация паров пропана и бутана. Газожидкостная смесь [21] поступает в сепаратор (11), где происходит её разделение. Жидкая фаза [28] возвращается в технологический процесс, газовая фаза [22] редуцируется (3) до рабочего давления топливной системы и поступает на смешение (14) с природным газом.

Охлаждающим агентом в теплообменнике является природный газ [24] из трубопровода высокого давления. После редуцирования (10) природный газ поступает в теплообменник (8), где нагревается за счёт тепла конденсации паров пропана и бутана, и поступает [26] на смешение (14) с газом деэтанализации. После смешения газ [27] поступает в топливную сеть.

#### 2.5. Конденсация ПБФ



По согласованию с проектным институтом увеличивается давление ПБФ, поступающей на установку осушки СУГ, до 1,4 МПа. Дополнительно ПБФ [6], поступающая в ёмкость 070 Е-1 отделения экстракции установки осушки СУГ с температурой 45 °С, частично охлаждается в теплообменнике (5) до температуры 43–44 °С.

Холодный газ регенерации [3] смешивается (2) с природным газом [1] из трубопровода высокого давления, который предварительно редуцируется (1). После теплообменника (5) подогретая газовая смесь [5] направляется в топливную систему.

Исходные данные приняты по данным заводской лаборатории, расчёты проведёны с использованием программного комплекса Chemstations Chemcad

На основании проведённых расчётов сделана оценка экономической эффективности, из которых следует, что за летнее время (80 суток) экономия природного газа за счёт подачи в топливную сеть газа деэтанализации соста-



вит 559680 нм<sup>3</sup>, или 707435,52 рублей, сокращения потерь ПБФ составит 2951 тонну, или 13871155,87 рублей.

Общая ежегодная экономия составит 14578591,39 рублей

Анализ затрат показал, что единовременные затраты (стоимость требуемого оборудования и его доставка, проектирование, строительско-монтажные работы) составят 28903110,6 рублей, а ежегодные эксплуатационные затраты (амортизационные отчисления, налог на имущество, ремонтно-профилактическое обслуживание) — 2239340,1 рубля.

Из вышесказанного следует, что срок окупаемости, определённый как сумма единовременных затрат/сумму экономии с учётом ежегодных эксплуатационных затрат, составит 28 месяцев.

Разработано техническое решение, сделаны необходимые расчёты теплообменного оборудования, изменения термодинамических и качественных свойств потоков при изменении температуры, давления, при их смешении и разделении.

В рамках моделирующих программ проводится моделирование работы топливной системы с учётом работы всех конечных потребителей — огневых подогревателей (печей), факельной системы и котельной, рассматриваются возможность использования в качестве охлаждающего агента для ПБФ всего количества природного газа, поступающего на завод, и расчёт эффективности внедрения аналогичной схемы захлаживания газа деэтанализации на отделении фракционирования УСФК-II вместо проектного решения с использованием аппарата воздушного охлаждения.

Работа принята к внедрению.

Поскольку предлагаемый проект не является блочным или типовым, осуществить сравнение с зарубежными аналогами невозможно.

Принцип использования холода редуцированного газа для охлаждения технологических потоков с целью снижения потерь ценных компонентов, уносимых с газовой фазой, встречается в ряде технологических процессов, например на установках низкотемпературной сепарации газа, также предлагалось использование данного принципа на установке АГФУ Куйбышевского НПЗ для сокращения потерь пропан-пропиленовой фракции, уносимой с сухим газом (этаном).

Предлагаемая разработка может быть использована на предприятиях, потребляющих природный газ высокого давления из магистральных газопроводов для использования в топливной системе, имеющих БТПГ (блок подготовки топливного газа), в котором природный газ сначала нагревается, а потом редуцируется (т.е. не используется холод процесса редуцирования), и имеющих необходимость захлаживания тех или иных технологических потоков.



## Применение независимых схем присоединения тепловых нагрузок на цели спутникового обогрева

*А. С. Вершинин*

*ООО «НОВАТЭК — Пуровский ЗПК»*

Организация тепловых пунктов с независимым подключением системы спутникового обогрева на объектах 2-й очереди строительства предприятия.

Система теплоснабжения предприятия принципиально состоит из:

- источника тепловой энергии — водогрейной котельной;
- системы транспортировки теплоносителя — тепловых сетей;
- потребителя тепловой энергии — тепловых энергоустановок, систем теплоснабжения.

Существует четыре типа тепловых нагрузок:

- 1) отопление;
- 2) вентиляция;
- 3) горячее водоснабжение;
- 4) технологическая нагрузка.

На Пуровском ЗПК система теплоснабжения предназначена для покрытия всех разновидностей тепловых нагрузок, регулирование тепловой нагрузки качественное по температурному графику 95/70 °С.

Тепловые нагрузки на цели отопления и вентиляции обеспечивают комфортную температуру внутри административных зданий и производственных помещений с регламентированной кратностью воздухообмена.

На Пуровском ЗПК тепловая нагрузка на технологические цели предназначена для обеспечения работоспособности систем спутникового обогрева технологических трубопроводов и аппаратов, компенсации тепловых потерь через тепловую изоляцию и обеспечения положительной температуры на обогреваемых трубопроводах или аппаратах.

Количество тепловой энергии, переданной потребителю для покрытия требуемых нагрузок, определяется по формуле:

$$Q = C \cdot m \cdot (T_1 - T_2),$$

где  $C$  — теплоемкость теплоносителя;  $m$  — массовый расход теплоносителя;  $T_1$  — температура теплоносителя на входе к потребителю;  $T_2$  — температура теплоносителя на выходе от потребителя.

При подборе насосного оборудования на источнике тепловой энергии — в нашем случае это водогрейная котельная — требуемый расход теплоносителя определяется по этой формуле. Где  $Q$  — расчетный расход тепловой энергии всех потребителей,  $C$  — массовая теплоемкость теплоносителя (теплоемкость воды) величина практически постоянная,  $T_1$  и  $T_2$  — расчетные значения температуры подающего и обратного теплоносителя, в нашем случае это 95 °С и 70 °С, т.е. расчетный теплосъем составляет 25 °С.

Для обеспечения безаварийной работы системы теплоснабжения и обеспечения расчетных расходов теплоносителя у потребителей тепловой энергии, расположенных как непосредственно у водогрейной котельной, так



и на концевых участках сети необходимо проводить гидравлическую наладку системы. Для сложных и разветвленных систем, к которым относится система теплоснабжения Пуровского ЗПК, гидравлическая наладка — основа надежной работы. Для систем спутникового обогрева это особенно актуально, т.к. теплоспутники трубопроводов имеют:

- сложную геометрию;
- небольшой диаметр трубопровода: обычно это трубопровод  $\Delta y_{15} \div \Delta y_{25}$ ;
- отсутствует возможность установки автоматических воздухоотводчиков;
- разные гидравлические сопротивления теплоспутников, подключенных к одной паре гребенок.

Таким образом, в большинстве случаев для обеспечения надежной работы каждого теплоспутника требуется индивидуальная установка дроссельной (лимитирующей) шайбы на каждый спутник.

Дополнительно требуется учитывать тот факт, что в качестве теплоносителя в системах теплоснабжения большинства предприятий используется теплофикационная вода, которая содержит растворенные газы. При снижении скорости теплоносителя растворенные в теплофикационной воде газы собираются в верхних точках трубопроводов, для чего на тепловых сетях и в системах теплоснабжения зданий предусмотрена арматура — «воздушники». Для теплоспутника завоздушивание практически всегда приводит к его размораживанию, а это, в свою очередь, может привести к аварийной ситуации на обогреваемом трубопроводе или аппарате. Для обеспечения работоспособности теплоспутников, снижения риска завоздушивания скорость потока в спутнике должна быть не менее 0,2 м/с.

Большинство теплоспутников выполнено из трубы  $\varnothing 32 \times 3$ .

Площадь сечения теплоспутника  $S_{\text{сн}} = 0,531 \times 10^{-3} \text{ м}^2$ .

Объемный расход теплофикационной воды через 1 кольцо теплоспутника:

$$V_{\text{сн}} = S_{\text{сн}} \cdot w = 1,06 \times 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с},$$

что соответствует расходу 0,38 м<sup>3</sup>/ч или 0,37 т/ч.

Данный расход теплоносителя соответствует пропускной способности дроссельной шайбы диаметром  $\varnothing 3,0$  мм при располагаемом напоре 17 метров вод.ст. Следует отметить, что для обеспечения работоспособности системы теплоснабжения предприятия располагаемый напор на источнике теплоты (котельной) поддерживается в пределах 40÷45 метров водяного столба (давление в обратном трубопроводе 1,0÷1,3 кгс/см<sup>2</sup>, давление в подающем трубопроводе 5,3÷5,6 кгс/см<sup>2</sup>). Таким образом, фактический расход теплоносителя даже на гидравлически налаженных системах спутникового обогрева превышает расчетный расход.

На Пуровском ЗПК после пуска систем теплоснабжения объектов первой очереди, проведения гидравлической наладки системы теплоснабжения было установлено, что фактический теплосъем с систем спутникового обогрева составляет в среднем 5 °С, при том что расчетный теплосъем должен быть 25 °С. Таким образом фактический расход теплоносителя в системах спутникового обогрева превышает расчетный расход в 5 раз. В целом это



приводит к тому, что при достаточной тепловой мощности источника тепловой энергии — водогрейной котельной — возникает проблема с недостаточной производительностью насосного оборудования, а при наличии на предприятии удаленных объектов — недостаточной пропускной способностью тепловых сетей.

При необходимости дальнейшего расширения системы теплоснабжения предприятия решение данной проблемы возможно двумя способами:

1. Замена насосного оборудования водогрейной котельной и монтаж дополнительных тепловых сетей до вновь вводимых объектов (стандартная схема зависимого подключения всех нагрузок, рис. 1).

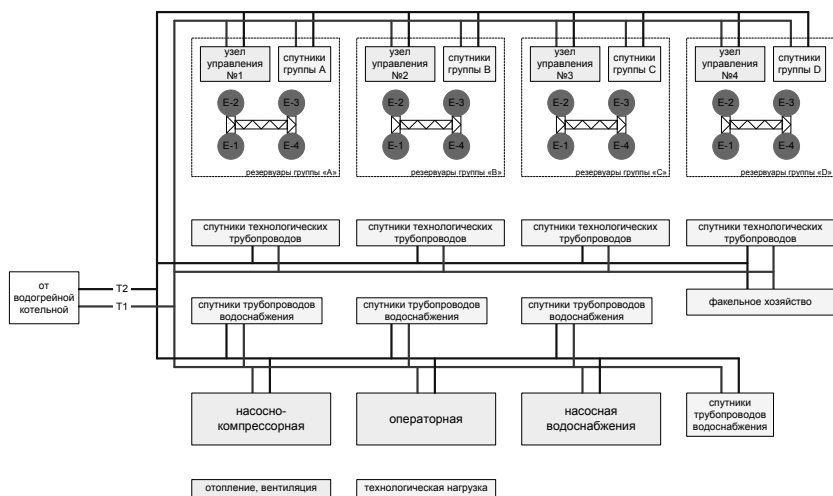


Рис. 1. Принципиальная схема зависимого подключения всех тепловых нагрузок

2. Применение схемы независимого подключения технологической нагрузки и гидравлическая локализация систем спутникового обогрева от водогрейной котельной и других тепловых нагрузок. Данная схема подключения позволяет обеспечить требуемый расход теплоносителя в системах спутникового обогрева потребителя, а также расчетный температурный режим и расчетный расход теплоносителя в системе «котельная–потребитель» (схема с независимым подключением технологической нагрузки, рис. 2).

Для реализации схемы независимого подключения спутникового обогрева требуется установка автоматизированного теплового пункта (АТП), дополнительно к тепловым сетям зависимой системы теплоснабжения, к которым подключены тепловые нагрузки на цели отопления, вентиляции и ГВС, на объекте монтируются тепловые сети, к которым подключаются системы спутникового обогрева (на рисунке 2 трубопроводы Т5, Т6 обозначены пунктиром).

В автоматизированном тепловом пункте устанавливается теплообменное оборудование для передачи тепловой энергии от котельной к независимому контуру спутникового обогрева, а для обеспечения циркуляции устанавлива-

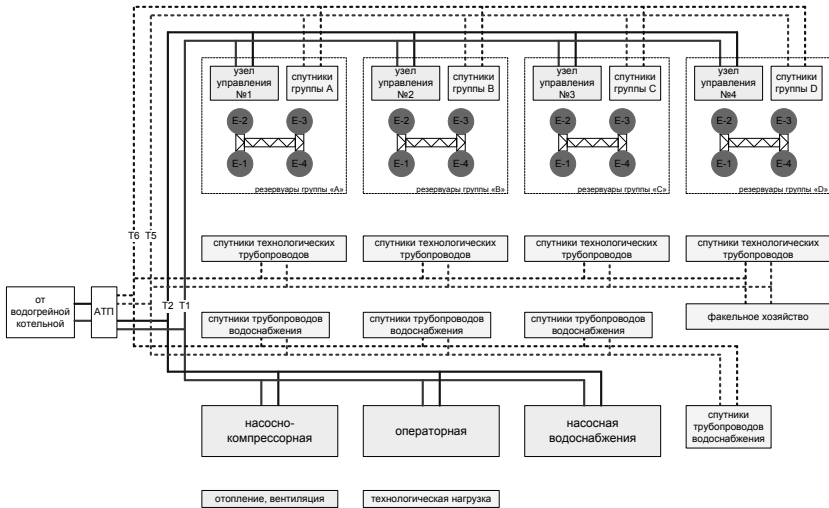


Рис. 2. Принципиальная схема независимого подключения технологической нагрузки

ется насосное оборудование. Для обеспечения стабильного давления в независимом контуре спутникового обогрева устанавливаются автоматические клапаны (рис. 3).

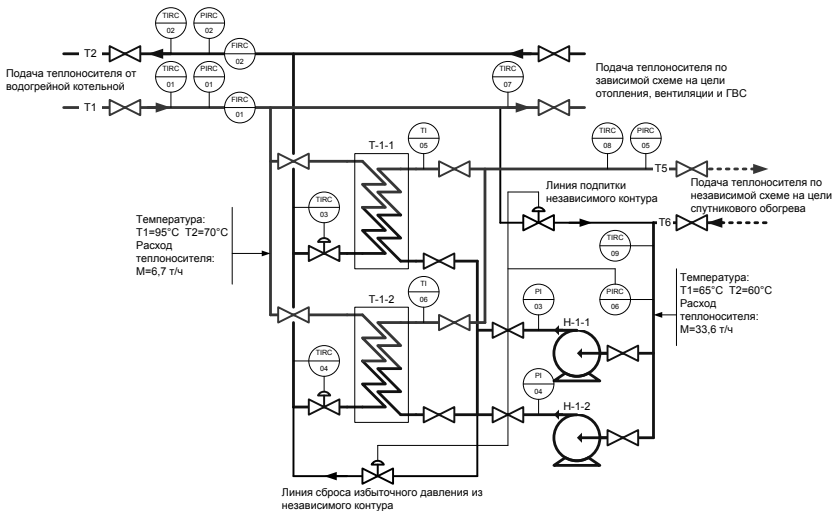


Рис. 3. Принципиальная схема автоматизированного теплового пункта

Кроме снижения капитальных затрат при расширении систем теплоснабжения данная схема подключения приводит к экономии электроэнергии при





перекачке теплоносителя за счет снижения расхода теплоносителя на участке тепловой сети «котельная — АТП потребителя».

Применение независимых схем подключения спутникового обогрева — как способ повышения надежности теплоснабжения предприятия, упрощение процесса гидравлической наладки системы теплоснабжения, приведение температурного графика на источнике теплоты к расчетному, снижение затрат на перекачку теплоносителя, снижение капитальных затрат при расширении системы теплоснабжения предприятия, обеспечение требуемого расхода теплоносителя в системе спутникового обогрева потребителя.

Предлагаемая разработка может применяться на нефтехимических и газоперерабатывающих предприятиях со сложной системой теплоснабжения, имеющих разнородную тепловую нагрузку, обширную систему обогрева технологических трубопроводов и аппаратов теплоспутниками.

## **Проблемы освоения наклонно-направленных скважин и пути их решения**

**А. В. Винокуров**

*Руководитель: А. А. Кухарев*

*Пермский филиал ООО «Буровая компания «Евразия»*

Основным направлением деятельности компании является строительство наклонно-направленных скважин. На сегодняшний день специалистами Пермского Филиала ООО «Буровая компания «Евразия» накоплен огромный опыт в бурении и освоении наклонно-направленных скважин. Тем не менее, потенциал увеличения эффективности освоения, в первую очередь в области повышения качества, а также сокращения сроков освоения, еще не исчерпан.

Несмотря на то, что кустовое бурение и бурение боковых стволов производится на хорошо изученных, в геологическом отношении, площадях и, как говорится, «поставлено на поток», каждая скважина индивидуальна по своей конструкции, профилю, гидродинамической характеристике призабойной зоны пласта и, соответственно, требует индивидуального подхода, как при бурении, так и при освоении.

Под освоением понимается комплекс технологических операций, осуществляемых на скважине после проведения вторичного вскрытия, ремонта или консервации, включающих в себя мероприятия по вызову притока и, при необходимости, по очистке призабойной зоны. Мероприятия по вызову притока направлены на создание перепада давления (депрессии) между пластом и скважиной с целью получения притока пластового флюида. Мероприятия по очистке призабойной зоны направлены на восстановление или улучшение первоначальных коллекторских свойств пласта и выполняются различными методами: химическими, гидромеханическими, тепловыми и т. д.

В состав цеха № 1 Департамента по ремонту и освоению скважин на данный момент входит 12 бригад по капитальному ремонту и освоению скважин.



В 2008 году бригадами цеха № 1 Департамента по ремонту и освоению скважин освоено 53 скважины, в том числе разведочных — 4; боковых стволов — 10. В 2009 г, по состоянию на 1 сентября, освоено 24 скважины, в том числе разведочных — 4 (из них 2–газовые); боковых стволов — 8. Работать приходится как с карбонатными, так и с терригенными коллекторами. Вскрытие пластов производится в основном кумулятивными перфораторами ПК-105 Н и перфораторами, спускаемыми на насосно-компрессорных трубах ПМ-73, ПМ-89. В карбонатных коллекторах для интенсификации притока производится поинтервальная кислотная обработка составами ДН-9010 или КСПЭО-2.

Вызов притока в добывающих скважинах осуществляется свабированием или компрессированием.

### **Проблемы, возникающие при освоении скважин**

Сложные по конструкции скважины — это скважины с большим значением зенитного угла, высокой интенсивностью наклона, синусоидальным профилем, а также скважины с открытым стволом и горизонтальным окончанием.

Основные проблемы, связанные с освоением таких скважин:

1. Доставка геофизических приборов к забою.
2. Негерметичность пакеров в ходе проведения кислотных обработок, свабирований, опрессовок и негерметичность пакеров, устанавливаемых на эксплуатацию в нагнетательных скважинах.
3. «Загрязнение» (кольматация) продуктивного пласта фильтратом бурового раствора и образование фильтрационной корки на стенках ствола скважины, которые снижают эффективную пористость и проницаемость породы, а значит сокращают дебит скважины.

### **Пути решения проблем освоения**

1. Доставка геофизических приборов в скважины со сложным профилем и открытым стволом на сегодняшний день имеет два пути решения при освоении:

**Первый путь** — проведение работ на жестком кабеле.

Сущность метода заключается в утяжелении нижней части геофизического кабеля за счет дополнительных витков брони и оболочки из фторопласта. Они бывают различного диаметра (15–32 мм), длины и жесткости.

Преимущества: применение стандартных геофизических приборов.

Недостатки: ограничение по профилю и длине горизонтального ствола; не идеальная форма кабеля, которая сохраняет остаточную деформацию от барабана лебедки.

**Второй путь** — использование технологического комплекса «Латераль», разработанного ОАО «Пермнефтегеофизика».

Комплекс обеспечивает доставку геофизических приборов насосно-компрессорными трубами малого диаметра. Связь с геофизическим прибором осуществляется при помощи специального устройства, закрепленного на геофизическом кабеле, под названием «мокрый контакт».



Преимущества: возможность проведения любых геофизических работ в эксплуатируемых и бурящихся скважинах, а также в боковых стволах.

Внедрение комплекса «Латераль», к сожалению, сопровождалось рядом серьёзных аварий, связанных с несовершенством его конструкции. На сегодняшний день большая часть конструктивных недостатков устранена, и комплекс по праву можно считать самым передовым и перспективным оборудованием в области геофизики горизонтальных скважин.

2. Не герметичность пакеров при селективной обработке пластов, а также селективное свабировании частично можно решить за счёт качества подготовки стенок эксплуатационной колонны к установке в ней пакеров, прежде всего, это тщательное скреперование интервалов установки пакеров. Сегодня бригадами Департамента ремонта и освоения скважин используются механические и гидравлические колонные скребки. Скреперование необходимо для срезания цементной корки, которая неизбежно остается после цементирования обсадной колонны скважины, продуктов коррозии и т.д.

Кардинальное решение проблемы негерметичности пакеров видится в использовании современных надувных пакеров. Область применения надувных пакеров практически не ограничена. Они используются как в однопакерных, так и в двухпакерных компоновках, в эксплуатационных колоннах любого диаметра, в интервалах перфорации и в открытых стволах, при любых значениях зенитного угла. Недостатком надувной системы является её цена, но эффект от использования подобных пакеров может оказаться несравнимо выше затрат на закупку и внедрение.

Частично данная проблема решается за счёт использования отечественных пакеров типа ПВМ-О (пакеров, воспринимающих усилие от перепада давления, направленного вверх), но данные пакера можно использовать только в однопакерных компоновках на скважинах с эксплуатационными колоннами диаметром 146 или 168 мм; и зенитными углами не более 70–75°.

3. Снижение негативного влияния фильтрата бурового раствора на пласт.

Решение данной проблемы, помимо кислотных обработок (в карбонатных коллекторах), видится в депрессионной очистке призабойной зоны пласта двумя методами:

**Первый метод** — метод комбинированного освоения с применением комплекса КИОД.

После перфорации комплекс спускается в скважину на НКТ, долитых до определенной глубины. После открытия клапана создается депрессия на пласт и производится очистка ПЗП. После закрытия клапана производится свабирование до определенной глубины в НКТ, затем цикл повторяется. Таким образом, описанный метод имеет такой же физический смысл, что и перфорация на трубах, проведенная с предварительным созданием депрессии на пласт путем свабирования.

Преимущества: неограниченный выбор типа перфорации; селективное создание депрессии, т.е. создание её только в НКТ — это ускоряет процесс освоения и исключает пагубное воздействие депрессии на Э.К.

Недостатки: перфорация и вызов притока разобщены во времени в отличие от перфорации на депрессии.



**Второй метод** — перфорация на депрессии.

Производится на НКТ, с предварительным снижением уровня в скважине после спуска.

После проведения кумулятивной перфорации на репрессии обломки заряда и скважинная жидкость проникают в пласт, ухудшая тем самым его фильтрационно-емкостные характеристики (создается зона с низкой проницаемостью).

При перфорации же на депрессии за счет резкого перепада давлений зона с низкой проницаемостью разрушается, и остатки заряда выбрасываются в ствол скважины.

### **Оптимальные методики освоения скважин**

Оптимальной методикой освоения любой скважины является та методика, с применением которой выполняются следующие условия:

- достижение проектных параметров конструкции и режима работы скважины;
- сокращение сроков и затрат на освоение скважины.

Рассмотрим методику освоения на примере конкретных скважин — боковых стволов в скважинах № 60 и № 62 месторождения им. Архангельского, освоенных цехом № 1 ДРОС в 2008 г.

Необходимо отметить, что боковые стволы скважин 60 и 62 уникальны в своем роде, так как имеют огромное, для условий бурения в Пермском крае, проложение и длину хвостовика более 1,5 километров. Конструкция такой сложности мера вынужденная и рассчитана на «огибание» участка толщи с промышленными запасами калийных солей Верхнекамского месторождения.

Верхнекамское месторождение калийных солей расположено в центральной части Соликамской депрессии. Оно представляет из себя гигантскую линзовидную залежь, вытянутую с севера на юг на 200 км, шириной до 50 км и площадью 6,5 тыс. км<sup>2</sup>. Образование ВКМКС произошло в кунгурском веке, общая мощность галогенных отложений достигает 750 м. Здесь сосредоточено до 70% калийной, 20% карналлитовой и 56% каменной солей от балансовых запасов России. Глубина залегания солей до 850 м. Соли обладают высокой пластичностью и в связи с этим являются прекрасной «покрышкой» для залежей углеводородов.

В пределах контура ВКМКС находится более 10 эксплуатируемых месторождений нефти, пробурено около 900 эксплуатационных и разведочных скважин, имеется 7 перспективных на нефть и газ структур.

Одним из таких месторождений является месторождение им. Архангельского, названо в честь главного геолога Березниковского управления разведочного бурения Юрия Архангельского, трагически погибшего в результате автокатастрофы. Разведанные запасы нефти месторождения по категориям С1 и С2 составляют около 7,2 млн тонн (предполагаемые запасы 24 млн тонн нефти).

Пробная эксплуатация и разведка Архангельского месторождения были приостановлены в 1999 году до разработки «Целевой государственной программы комплексного освоения минеральных ресурсов Соликамской впади-



ны». В 2002 году разработка месторождения возобновилась. Расконсервированы три разведочные скважины из пяти существующих.

Поскольку месторождение им. Архангельского находится в пределах контура промышленных запасов калийных солей категорий А+В+С1, бурение со вскрытием солей в этой зоне запрещено. Единственный способ полной разработки месторождения им. Архангельского — это бурение боковых ответвлений из стволов разведочных скважин, уже имеющихся на данной площади. Бурение боковых стволов скважин № 60, № 62 — своего рода «пилотный проект», определяющий возможность бурения скважин малого диаметра с большим горизонтальным проложением в условиях разреза Волго-Уральской НГП. Параллельно ведется работа по опробованию технологии многоствольного бурения на юге Пермского края.

Итак, скважины 60 и 62 имеют сходные геолого-технические характеристики:

Характеристика	№ 60 Архангельского	№ 62 Архангельского
Д экспл. колонны (мм), глубина спуска (м)	168 мм, 1410 м	168 мм, 1406 м
Д хвостовика (мм), глубина спуска (м)	114 мм, 2859–1316,5 м	114 мм, 2915–1321,5 м
Длина хвостовика (м)	1542,5 м	1593,5 м
Эксплуатационный горизонт	С1t	С1t
Искусственный забой, м	2848,6 м	2902 м
Максимальный угол, °	76,67°	75,5°
Пластовое давление, МПа	22,5 МПа	22,5 МПа
Время, затраченное на освоение, сут	21 сут	43+21 сут

Освоение обеих скважин, в целом, производилось с применением одного набора мероприятий, где основной упор ставился на вторичное вскрытие на депрессии:

- 1) промывка забоя и шаблонирование эксплуатационного хвостовика пером-шаблоном;
- 2) перфорация с созданием депрессии на пласт;
- 3) кислотная обработка составом ДН-9010;
- 4) свабирование;
- 5) спуск ЭЦН-60.

Несмотря на то, что скв. № 62 имеет даже чуть меньший максимальный zenithный угол (75,5°), чем скв. № 60 (76,67°), сложности с прохождением геофизических приборов возникли именно со скважиной № 62. Сопоставив профили двух скважин видно, что профиль скважины № 62 имеет более сложное строение и отличается большей амплитудой изменения угла (синусоидальностью). В обеих скважинах при проведении геофизических работ применялся жесткий кабель диаметром 15 мм. В скважине № 62 при каждой



привязке приходилось производить «проталкивание» прибора или шаблона геофизическим подъемником.

Длительное время освоения скв. № 62 связано также с трехкратным проведением перфорации, которая, в конечном итоге, дала необходимый результат.

Выбор модульного перфоратора ПМТ-73, спускаемого на НКТ, для вторичного вскрытия пластов в обеих скважинах был предопределен их конструкцией (хвостовик  $d = 114$  мм, угол более  $70^\circ$ ), а создание депрессии на призабойную зону перед перфорацией выбрано с целью снижения негативного влияния кумулятивной перфорации на пласт. Причем, в скважине № 60 давление на зону перфорации (в интервале реперного патрубка) снижено свабиrowанием более значительно до величины  $P = 5,34$  МПа ( $H = 1693$  м) в отличие от скважины № 62 ( $P = 10,00$  МПа,  $H = 1070$  м). Возможно это, впоследствии, и стало причиной более низких давлений при продавке в пласт кислотного состава ДН-9010 в скважине № 60.

При проведении многообъемной кислотной обработки ( $V = 60$  м<sup>3</sup>) в скважине № 62 был применен пакер малого диаметра ПРО-ЯМО-92, установленный в верхней части 114 мм «хвостовика» на участке с доступным для его установки углом, а также малой интенсивностью набора зенитного угла. Это позволило повысить давление продавки до необходимой величины в 150 атм без риска нарушения самого слабого места скважины с боковым стволом — воронки захода в хвостовик, испытанного на герметичность гидравлическим методом на давление 0,8 МПа. В отличие от скважины № 60, где кислотная обработка проводилась без пакера и в меньшем объеме ( $V = 15$  м<sup>3</sup>), впрочем кислотный состав, как уже было сказано, был успешно продавлен в пласт при  $P = 8,0$  МПа ( $P_{\text{кон}} = 1,0$  МПа).

Эффективность применения метода вскрытия пласта на депрессии неоднократно доказана, и в последнее время все чаще применяется на месторождениях компании ООО «Лукойл-Пермь», не только при освоении скважин с боковыми стволами, но и при капитальном ремонте скважин с малым пластовым давлением.

Необходимо упомянуть, что сегодня обе освоенные скважины 60,62 им. Архангельского успешно работают с дебитами в 56.6 м<sup>3</sup> и 61.5 м<sup>3</sup> нефти в сутки, соответственно, что является довольно неплохим результатом для Пермского региона.

Стоимость работ по освоению скважины № 60 Архангельского месторождения 1877 тыс. руб. — это сопоставимо с средней стоимостью освоения боковых стволов цехом № 1 Департамента по ремонту и освоению скважин которая в 2008 году составила 1878 тыс. руб. По скважине № 62 Архангельского месторождения стоимость работ по освоению составила 3009 тыс. руб., что значительно выше средней стоимости освоения боковых стволов. Причина высокой стоимости работ связана с проведением многообъемной кислотной обработки (60 м<sup>3</sup>) с использованием пакера с последующим извлечением продуктов реакции методом свабиrowания.

Можно также сопоставить дебиты полученные в результате освоения. Средний дебит, полученный по боковым стволам в 2008 г. составил 17,6 м<sup>3</sup>/сут,



что значительно ниже в сравнении с дебитами, полученными по скважинам № 60 и № 62 Архангельского месторождения.

Успешное бурение и освоение таких скважин доказывает возможность строительства многоствольных скважин на месторождении им. Архангельского, которое планируется начать в 2011–2012 годах.

### **Заключение**

Освоение скважин — довольно трудоемкий производственный процесс, который в каждом конкретном случае требует индивидуального подхода, как в выборе методики, так и при решении возникающих вопросов в процессе работы.

Так, например, при освоении той же 62 скважины Архангельского месторождения при проведении одной из первых (не результативных) перфораций, была обнаружена проблема, связанная с плохим прохождением иницирующей штанги к головке перфоратора (в связи со сложным профилем не удавалось разогнать штангу до необходимой скорости). Характерные признаки срабатывания перфоратора, такие как хлопок на устье, появление газа, изменение уровня отсутствовали. Конструкция спущенного перфоратора не предусматривала иницирование с помощью продавливания шара гидравлическим давлением.

Проблема была решена с применением технической мысли. В кратчайший срок (в течение 8 часов) прямо на скважине был разработан и изготовлен на базе производственного обслуживания в г. Березники специальный поршень, прикручиваемый к иницирующей штанге, с помощью которого, штанге на геофизическом кабеле было передано необходимое ускорение созданием гидравлического давления; перфорация была успешно проведена.

Выбор методики освоения должен осуществляться в плотном взаимодействии не только с «Заказчиком», но и с другими подрядчиками, с учетом всех геолого-технических особенностей скважины и с применением самых передовых и современных методов.

## **Комплекс мероприятий, направленных на повышение качества крепления хвостовиков**

**В. С. Горбунов**

*Западно-Сибирский филиал ООО «Буровая Компания «Евразия»*

Известно, что разработка нефтяных месторождений связана с ухудшением технико-экономических показателей процесса добычи по мере истощения запасов [1]. Широко используемые технологии разработки месторождений, основанные на бурении вертикальных и наклонно направленных скважин, позволяют извлечь лишь до 50% нефти. Поэтому, последние несколько десятилетий идет активный поиск эффективных методов увеличения нефтеотдачи пласта. Одним из таких методов, нашедших широкое распространение



в нашей стране и в Когалымском регионе, является бурение горизонтальных скважин, а также боковых стволов из старого фонда скважин. Для сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов и повышения добычи нефти в ряде нефтяных компаний, являющихся основными заказчиками для буровой компании «Евразия», применяется технология первичного вскрытия нефтенасыщенных горизонтов, включающая спуск в кровлю продуктивного пласта технической колонны, ее цементирование и последующее вскрытие продуктивного пласта с креплением ствола скважины хвостовиком. На рис. 1 показана динамика изменения количества скважин и боковых стволов, законченных хвостовиками нашей экспедицией за 2004–2009 гг.

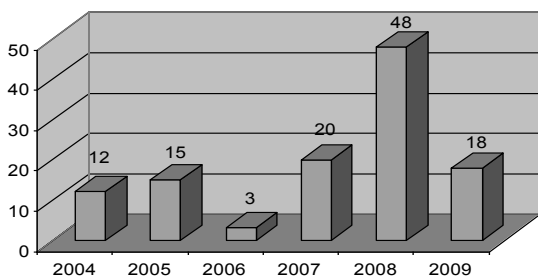


Рис. 1. Количество спущенных хвостовиков в ЭГЭБ-1 за 2004–2009 гг.

Накопленный опыт строительства скважин по вышеуказанной технологии и анализ геолого-технических условий на сложнопостроенных месторождениях Когалымского региона и широтной Оби показывают, что выбор способа заканчивания скважины зависит от многих факторов, основными из которых являются геологические и технико-технологические. На рис. 2 представлены схемы заканчивания скважин с горизонтальным окончанием, применяемые в ЭГЭБ-1

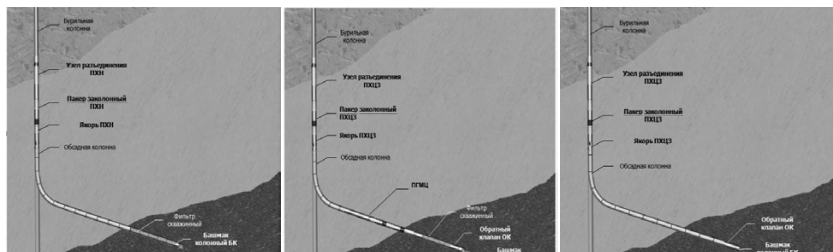


Рис. 2. Схемы заканчивания скважин с горизонтальным окончанием

На рис. 3 показаны количество и тип хвостовиков, спущенных в ЭГЭБ-1 за 2007–2009 гг.

Основным поставщиком технологической оснастки для спуска и крепления хвостовиков для ЭГЭБ-1 является ОАО «Тяжпрессмаш» г. Рязань. К достоинствам этих комплексов следует отнести не только простоту срабатывания



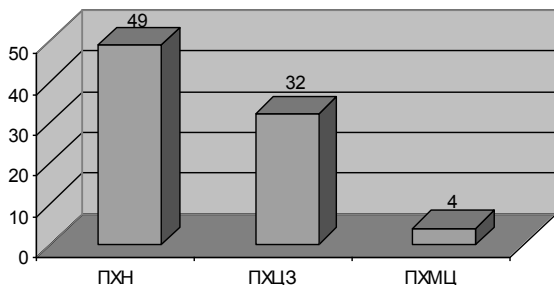


Рис. 3. Количество и тип хвостовиков, спущенных в ЭГЭБ-1 за 2007–2009 гг.

и надежность механизмов, но возможность изменения их конструкции, количества узлов, что позволяет подстраивать эти подвески под определенные геолого-технические условия строительства скважин. Изменение количества необходимых узлов существенно сказывается на их стоимости и дает возможность экономить денежные средства. Данное обстоятельство может быть успешно реализовано в условиях региона деятельности БК «Евразия».

Остановимся на этом поподробнее. В условиях Когалымского региона, как уже отмечалось выше, применяется схема заканчивания, предполагающая спуск в продуктивный горизонт фильтрующих элементов типа ФС-102 или ФБ-102 без их цементирования. В таком случае в составе подвески необходимыми являются только якорный узел и узел разъединения. Отпадает необходимость применения пакерующего узла в подвеске ПХН 114/168, так как он не предотвратит движения пластовых флюидов в заколонном пространстве, которое свободно сообщается с трубным через шелевые отверстия в фильтровой части хвостовика (рис. 4).

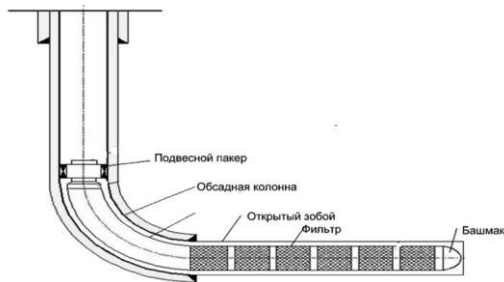


Рис. 4. Схема оснастки нецементируемого хвостовика

На Приобском месторождении используется схема заканчивания горизонтальных скважин путем спуска хвостовика с прямым цементованием (рис. 5). В условиях аномально высоких пластовых давлений для повышения герметичности заколонного цементуемого пространства скважины в технологическую оснастку включен пакер гидравлический проходного типа ППП-114 А, что приводит к удорожанию стоимости оснастки хвостовика.



Рис. 5. Схема оснастки хвостовика при прямом цементировании

Сократить затраты на оснастку хвостовика такого типа возможно путем установки в подвеску ПХЦЗ 114/168 дублирующего пакерующего узла. Производить изменение конструкции подвесок в условиях буровой практически невозможно, решать такую проблему необходимо в заводских условиях путем согласования с заводом-изготовителем. Многие предприятия с целью экономии денежных средств (Татнефть, Башнефть и др.) вместо полнокомплектной подвески заказывают на предприятия их укороченные варианты, включающие только функционально необходимые узлы, например разъединитель и якорный узел. В частности в ОАО «Сургутнефтегаз» для спуска и крепления хвостовиков используется только разъединительный узел. Это позволяет извлекать хвостовик из скважины, проводить различные операции в открытом стволе, произвести зачистку или замену фильтрующих элементов. Кроме того, существенной экономии средств при креплении хвостовика можно достичь за счет использования (по согласованию с заказчиком) фильтров типа ФБ. Стоимость таких фильтров ниже, чем у ФС в два раза, а также не требуется производить дополнительный рейс в скважине для сбивания заглушек. В районе деятельности ЭГЭБ-1 БК «Евразия», в целом ряде случаев, геолого-технические условия месторождений (Приобское, Кустовое) предопределяют проведение манжетного цементирования хвостовиков, а, иногда, невозможно отказаться и от прямого цементирования хвостовика. Основными проблемами при этом являются малые зазоры кольцевого межтрубного пространства, эксцентричное положение обсадных колонн, желобообразование, наличие застойных зон промывочной жидкости, наличие в технологической оснастке хвостовика большого количества элементов, ограничения по гидравлической программе цементирования. В результате этих проблем качество цементирования хвостовиков остается на низком уровне. Применяемые технологии не отвечают условиям обеспечения герметичности заколонного пространства. Интервалы с низкой герметичностью составляют около 2/3 от общей длины цементлируемого участка, а сплошной контакт с колонной — менее 40%. Обеспечение качественного крепления хвостовиков лежит в решении следующих задач: разработка промывочных жидкостей для заканчивания, методов и последовательности операций по подготовке ствола скважины к креплению, разработка тампонажных рас-



творов и гидравлической программы цементирования. На основе проведенного анализа промысловых данных и теоретических основ крепления в ООО «КогалымНИПИнефть» были сформированы требования к свойствам тампонажных растворов (рис. 6) и осуществлен подбор рецептур, соответствующих этим требованиям (алгоритм подбора рецептуры показан на рисунке)

Таблица 1

**Требования к свойствам тампонажных растворов**

Параметр	Значение	Примечание
1. Водротделение, %	0	Изолирующая способность, седиментационная устойчивость цементного раствора
2. Водоотдача. см <sup>3</sup> /30 мин., не более	10	
3. Растекаемость по конусу АзНИИ, мм, не менее	200	Реология, обеспечивающая создание структурного режима течения жидкости при расходах (более 80 л/мин) и давлениях (менее 10,0 МПа), применимых при цементировании
4. $\tau/\eta$ , с <sup>-1</sup> , не более	0,015	
5. Время загустевания до 30Вс (УЕК), мин	168-210	Время загустевания, необходимое для достижения раствором проектной высоты. распакеровки, отсоединения заливочных труб от хвостовика, «срезки» и запаса времени 25% [8]
6. Прочность камня на изгиб/сжатие, МПа, не менее	3,5/10,3	Требования ГОСТ 1581-96 Портландцементы тампонажные. Технические условия. 1998.

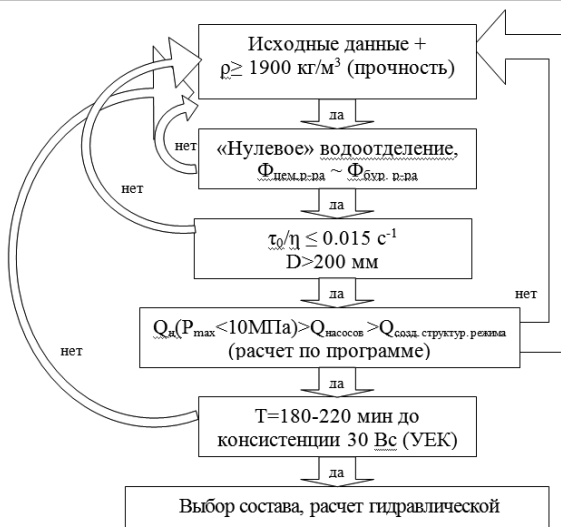


Рис. 6. Алгоритм подбора рецептуры

Произведена серия опытов согласно приведенной схеме, результаты которой представлены в табл. 2.



Таблица 2

## Тампонажно-технологические свойства рещетур для цементирования хвостовиков

№ опыта	В/Ц	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Водопоглощение, %	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	Расекаемость по конусу АЗНИИ, мм	Пластическая вязкость, η, КПа·с	АНС, τ, КПа	τ <sub>0</sub> , 10 <sup>3</sup> ·с <sup>-1</sup>	Расчет проес-са цементиро-вания		Время загустевания, мин		Характеристика кам-ня через 24/36 часов при 70°С, МПа				
									По-дача насо-са, м <sup>3</sup> /мин	Время всего про-цесса, мин	30 УЕК	100 УЕК	Прочность	на изгиб	на сжатие	Лагезия	
1	0,44	1900	1,4	340	>250						90	102	3,5	15,3	3,8		
2	0,44	1920	0,8														
3	0,40	1950	1,4	170	223									4,8	15,14	2,0	
4	0,4	1960	0,2														
5	0,4	1960	0,1	16	200									9,25	22,6	2,0	
6	0,4	1960	0	12,8	215						124	133	7,5	23,35	2,3		
7	0,4	1950	0	6,0	>250						145	153	4,8	20,35	3,05		
8	0,44	1910	0	4,0	>250	141	8394	5,94	0,102		300	310	2,е	7,4	0,7		
9	0,4	1920	0,2	200	>250						225	245	-4,3	-24,8			
10	0,4	1950	0	5,0	>250	173	1,541	8,91	0,126		178	185	5,8	20,2	2,4		
11	0,4	1960	0	4,5	>250	231,2	3,175	13,73	0,170		190	200	6,2	18,9	3,18		
12	0,42	1930	0	4	>250	216,4	2,642	12,21	0,173		205	213	4,6	23,1	4,9		
13	0,47	1880	0	0	>250	183,1	1,884	10,89	0,140		225	233	3,05	11	2,3		



В промышленных условиях испытывался разработанный состав № 12. Анализ технологической эффективности разработки проводился сравнением данных ГИС качества крепления скважин, зацементированных по опытной и базовой технологиям (табл. 3).

Таблица 3

**Качество цементирование хвостовиков**

Технология	Состояние контактов по результатам АКЦ, %					
	с колонной			с породой		
	сплошной	частичный	отсутств.	сплошной	частичный	неопрел.
СКА «ПетроАльянс»	40,6	57,0	2,4	14,9	25,9	59,3
ООО «СVMP»	38,0	62,0	0,0	17,3	21,9	60,9
ООО «КогалымНИПИнефть»	85,2	14,8	0	27,8	65,4	6,8

Как видно, в опытной скважине достигнута удовлетворительная герметичность: в интервале цементирования сплошной контакт выше в два раза в сравнении с применявшимися ранее рецептурами, а низкая герметичность ниже в девять раз. Экономический эффект от изменения конструкции подвесок «Тяжпрессмаш» будет достигаться за счет сокращения их стоимости. Расчет представлен в табл. 4 для каждого типа хвостовика.

Таблица 4

**Расчет экономического эффекта от изменения конструкции подвесок хвостовиков**

Затраты на приобретение оснастки, руб			
Предприятие/ Стоимость	Хвостовик нецементируемый	Хвостовик с прямым цементированием	Хвостовик с манжетным цементированием
Тяжпрессмаш	ПХН 114/168	ПХЦЗ 114/168 + ППП 114А	-
Стоимость, руб	320016	381789 + 220719 = 602508	
Тяжпрессмаш	разъед. узел + якорь	ПХЦЗ 114/168 + пакер. узел	-
Стоимость, руб	213016	488789	
Экономический эффект	107000	113719	-

Экономия денежных средств при спуске одного хвостовика типа ПХН составит 107000 т.р., а хвостовика типа ПХЦЗ — 113719 рублей



Расчет экономической эффективности при применении новых рецептов тампонажных растворов для цементирования хвостовиков представлен в табл. 5.

Таблица 5

**Расчет эффективности от применения новой рецептуры**

Показатель	Затраты, ед.	Стоимость единицы, руб.	Стоимость сравниваемых технологий, руб.	
			базовой	опытной
Моющий буфер:				
ТПФН, м <sup>3</sup>	2	5300	10600	–
WBS, м <sup>3</sup>	2	5300	10600	–
ПАВ, м <sup>3</sup>	6	220	–	1320
Цементный буфер:				
ПЦТ I-G, t	1	3100	–	3100
Diacel FL, кг	1,5	1276	–	1914
Цементный раствор:				
ПЦТ I-G, t	10.7/10.7	3100	33170	33170
Diacel FL, кг	64,2/85,6	1276	81919	109226
RPM, кг	64,2/64,2	764	49049	49049
ТА-1, кг	107/–	1276	136532	–
LTR-100, кг	15/–	487	7305	–
PDF-2L, кг	4,3/4,3	535	2300	2300
ИТОГО затраты			331475	195065
ИТОГО с НДС 18%			391140,5	230176,7
Экономический эффект на скважину			–	160963,8

Экономия средств формируется за счет сокращения материальных затрат и составляет на одну скважину в среднем 161 тыс. руб.

**Внедрение автоматизированной системы комплексного коррозионного мониторинга на установках первичной переработки нефти ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»**

*В. А. Гришачев*

*ООО «РН-Туапсинский НПЗ»*

В современных экономических условиях одним из основных способов повышения рентабельности предприятий нефтеперерабатывающей отрасли промышленности с непрерывным производственным циклом является снижение издержек на эксплуатацию технологического оборудования и ликвидацию последствий аварий. Главным фактором повреждений и аварийного вы-



хода из строя технологического оборудования является коррозионный износ. Проблема антикоррозионной защиты технологического оборудования нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), где сосредоточена значительная доля металлофонда страны, приобрела в настоящее время первостепенное значение и настоятельно требует практического решения уже в ближайшее время.

Коррозия материалов в линиях конденсации бензинов атмосферных и вакуумных колонн обусловлена главным образом конденсированной водной фазой с растворенными с ней кислыми газами  $H_2S$  и особенно  $HCl$ , которые интенсивно выделяются при разложении коррозионно-активных примесей нефти при ее переработке. В случае недостаточной нейтрализации хлористого водорода и сероводорода при конденсации влаги образуется агрессивная среда, вызывающая общую и локальную коррозию теплообменных трубок аппаратов воздушного охлаждения (АВО) и конденсаторов-холодильников. Латунные секции подвергаются опасности коррозионного растрескивания под воздействием возможных отложений хлорида и сульфида аммония, а также компонентно-избирательной коррозии. Кроме этого, на установках наблюдается повышенный коррозионный износ трубопроводов по нижней образующей трубопроводов, наводороживание и расслоение металла в водной фазе рефлюксных емкостей, коррозионное растрескивание аустенитных сварных швов изделий из хромоникелевых сталей.

На сегодняшний день оценка интенсивности и определение характера коррозионных повреждений технологического оборудования осуществляется в ручном режиме (весовой метод, метод электрического сопротивления и метод линейной поляризации), основными недостатками которого являются периодичность съема данных контроля и погрешность измерений, обусловленная человеческим фактором. Автоматизация мероприятий по борьбе с коррозией позволяет избавиться от указанных недостатков.

## **1. Автоматизированная система комплексного коррозионного мониторинга**

*Комплексный коррозионный мониторинг* предназначен для регулирования коррозионных процессов и оптимизации подачи химических реагентов, применяемых при защите оборудования от внутренней коррозии.

Автоматизированная система КKM позволяет автоматически, без участия персонала в режиме реального времени, корректировать подачу химических реагентов в зависимости от показаний датчиков при изменении состава рабочей среды. Таким образом, исключаются случайные ошибки, связанные с человеческим фактором, повышается достоверность и информативность получаемых данных о коррозионных процессах. Накапливаемые данные в любое время доступны инженеру-коррозионисту для последующего анализа и корректировки антикоррозионных мероприятий. Предлагаемая автоматизированная система КKM является активной и обеспечивает не только оптимизацию расхода применяемых химических реагентов, но и своевременную реакцию на зарождающуюся коррозионную активность, что защищает металл оборудования от преждевременного износа. Таким образом, любое изменение в работе установки, способное усугубить коррозионную



ситуацию, будь то изменение состава сырья или отклонение от нормального режима работы аппаратов и трубопроводов, немедленно сопровождается изменением расхода реагентов, компенсирующих повышение коррозионной опасности. Это ведёт к значительному увеличению межремонтного пробега технологического оборудования при сокращении расхода химических реагентов, используемых в системе антикоррозионной защиты.

В основу системы комплексного коррозионного мониторинга заложен принцип непрерывного анализа данных, поступающих с датчиков коррозии и pH-сенсоров в режиме реального времени с последующим воздействием в автоматическом режиме на расход химических реагентов, применяемых для антикоррозионной защиты технологического оборудования тракта конденсации паров бензина, а также накопления данных для долговременного прогнозирования коррозионного износа оборудования установки.

Работу схемы комплексного коррозионного мониторинга можно описать следующим образом (рис. 1).

Сигналы с датчиков коррозии и pH-сенсоров поступают на вторичные преобразователи (вторичными преобразователями для датчиков коррозии являются трансмиттеры, для датчиков pH — преобразователь), где осуществляется их предварительная обработка. Затем аналоговые сигналы с вторичных преобразователей поступают через барьеры безопасности в модуль управления, измерения и коммутации.

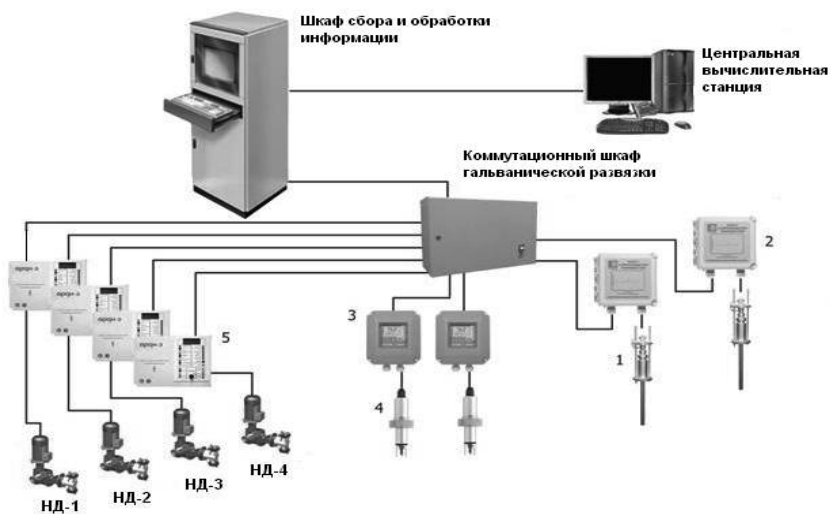


Рис. 1. Функциональная схема системы комплексного коррозионного мониторинга: 1 — датчик коррозии; 2 — трансмиттер; 3 — комплекс измерения pH; 4 — электрод; 5 — автоматический регулятор дозировочных насосов.

В модуле управления, измерения и коммутации после преобразования сигналов в цифровой вид осуществляется необходимая математическая об-





работка. Данные, полученные в результате обработки, передаются на центральную вычислительную станцию, а также в виде управляющих воздействий транслируются на АРДН. Поступившая информация в режиме реального времени обрабатывается и выводится на экран вычислительной станции. В зависимости от показаний датчиков, блок автоматического регулирования осуществляет автоматическое регулирование подачи химических реагентов. Скорость подачи реагентов измеряется расходомером и в цифровом виде поступает в модуль управления, измерения и коммутации, а также выводится на экран монитора центральной вычислительной станции. Доза подаваемого реагента может меняться и при участии оператора. Накапливаемый банк данных в любое время может извлекаться инженером–коррозионистом для последующего анализа и корректировки антикоррозионных мероприятий. Помимо автоматического режима регулировки подачи химических реагентов, программное обеспечение автоматизированной системы КKM позволяет осуществлять ручную установку режима работы АРДН и, соответственно, регулировку подачи химических реагентов по команде оператора.

Интерфейс программного обеспечения (ПО) системы КKM отображает схему технологического процесса. На схеме обозначены места установки датчиков коррозии, рН-сенсеров, купонодержателей (рядом с датчиками), а также места ввода химических реагентов антикоррозионной защиты. Схема размещения датчиков разрабатывается на основе анализа технологического регламента установки, сложившейся на ней коррозионной ситуации, результатов аналитического контроля технологических потоков, фактического исполнения оборудования и принятой на установке схемы подачи химических реагентов.

Измерительная часть системы КKM состоит из датчиков коррозии 3500 НТ погружного типа в высокотемпературном исполнении (производитель Rohback Cosasco Systems) и метрологических комплексов EXA 202 для определения значения уровня рН (производитель Yokogawa Electric).

В состав исполнительного оборудования входят дозирочные насосы и автоматические регуляторы дозирочных насосов АРДН-3 фирмы «Цикл+».

Аппаратура регистрации данных датчиков и управления исполнительной частью системы КKM выполнена в соответствии с требованиями, предъявляемыми к устройствам автоматизации для исполнения на объектах нефтепереработки. В её состав входят модули управления, измерения и коммутации, двухканальные барьеры искрозащиты с гальванической развязкой серии Z компании Pepperl+Fuchs ELCON, источники питания и буферный блок Traco Power. Для размещения и компоновки данной арматуры использованы шкаф для установки электрооборудования серии CONCEPTLINE.

Центральная вычислительная станция выполнена на базе промышленного компьютера.

## 2. Технично-экономические показатели

Экономические показатели рассчитаны на основании анализа истории замены износившихся элементов технологического оборудования по линии



конденсации паров бензина колонн К-1, К-2 установки АТ-1 ООО «РН-Турпсинский НПЗ», а также учета расхода химических реагентов (ингибитор коррозии «Геркулес 30617», нейтрализатор «Геркулес 54505») в 2008 году.

Срок окупаемости, при суммарной стоимости проекта 4.650.000 руб. составляет: 0,72 года (8,6 месяцев).

### 3. Заключение

Автоматизированная система комплексного коррозионного мониторинга имеет следующие преимущества:

- Автоматизированный мониторинг в режиме реального времени позволяет непрерывно получать информацию с датчиков контроля о происходящих изменениях скорости коррозии. Используя обратную связь, система позволяет при изменении агрессивности среды или технологических параметров в автоматическом режиме оптимизировать подачу химических реагентов, применяемых при защите технологического оборудования от коррозии.
- Оптимизация подачи химических реагентов приводит к существенной экономии дорогостоящих нейтрализатора и ингибитора коррозии, используемых в антикоррозионных мероприятиях. Эксплуатация системы ККМ нефтеперерабатывающих предприятий подтвердила, что экономия нейтрализатора составляет около 25 %, а экономия ингибитора — около 30 %.
- Система ККМ позволяет накапливать данные для выявления закономерности и динамики разрушения технологического оборудования по причине его коррозии, а также проводить испытания с целью оценки экономической целесообразности и эффективности предлагаемых химических реагентов.
- Рациональная организация системы мониторинга коррозионной обстановки и управления подачей ингибитора обеспечивает достижение более чем 90 % уровня защиты системы и многократное снижение аварийности. Применение системы ККМ повышает срок эксплуатации технологического оборудования в 1,5–2 раза, а также снижает экономические и экологические потери, связанные с выходом оборудования из эксплуатации.
- Данная система ККМ имеет гибкую архитектуру построения и может быть дополнена различными датчиками контроля различных параметров без существенных изменений и дополнительных финансовых затрат.

Кроме этого, реализация системы ККМ на установках первичной переработки нефти позволит различным службам завода более эффективно планировать мероприятия по замене технологического оборудования, что особенно актуально сейчас, в условиях жесткого планирования затрат в рамках бизнес-плана предприятия.



## Стратегическое управление затратами сети АЗС

*И. С. Гусельникова, О. Б. Рошупкина*

*ОАО «НК «Роснефть»- Кубаньнефтепродукт»*

В последние годы розничная сеть ОАО «НК «Роснефть» значительно расширилась и претерпела ряд качественных изменений: большое внимание стало уделяться развитию сопутствующего бизнеса, что повлекло увеличение доли АЗК; в структуре сетей появились многотопливные АЗС. Таким образом, сегодня розничную сеть компании можно охарактеризовать как развитую сеть со сложной неоднородной структурой. Такая структура требует нового подхода к управлению розничной сетью и более качественного анализа, более точных методов, используемых при планировании.

Данная работа предлагает практическое решение одного из основных направлений повышения операционной эффективности АЗС — управления затратами.

### 1. Реализация стратегии как ключевой фактор в управлении сетью АЗС

Стратегическое управление затратами представляется основной задачей при взгляде на перспективу развития в будущем. Есть существенное различие между понятиями «управление затратами АЗС» и «стратегическое управление затратами АЗС»:

**Управление затратами АЗС** — разработка методики, направленной на минимизацию и оптимизацию затрат АЗС.

**Стратегическое управление затратами АЗС** — разработка методики, направленной на определение оптимального уровня затрат, необходимых для реализации стратегии.

Предлагается следующая классификация издержек АЗС для целей стратегического управления:

**Затраты, не подлежащие регулированию** — затраты, не поддающиеся регулированию со стороны НПО;

**Затраты к минимизации** — затраты, которые НПО с целью увеличения прибыли может самостоятельно минимизировать без ущерба для реализации розничной стратегии;

**Затраты стратегического характера** — затраты, влияющие на увеличение объема реализации через АЗС.

Затраты, неподлежащие регулированию

К нерегулируемым издержкам отнесем следующие затраты:

- издержки, контролируемые государственными органами в соответствии с законодательными актами или трудовым кодексом;
- налоги и арендные платежи за землю;
- арендные платежи за основные фонды.

Доля издержек, на которые Общество самостоятельно не может повлиять, составляет 37%.



### Затраты стратегического характера

Необходимо выявить затраты, которые определяют ценность АЗС для потребителей. Ценность может быть как экономическая, так и эмоциональная. Обе эти ценности в совокупности формируют лояльность потребителя к бренду компании.

Определение факторов, формирующих эмоциональную ценность, трудная задача, так как зависит от предпочтения покупателей. Выявить эти предпочтения можно при помощи маркетинговых исследований. Для этих целей предлагается следующая методика определения ценности АЗС для потребителей (рис. 1).



Рис 1. Пошаговая методика определения параметров ценности для потребителя

**Шаг 1.** В целях определения параметров ценности была разработана и распространена анкета. Для примера, было произведено анкетирование автовладельцев в г. Краснодаре. Выборка составила 500 респондентов, из них: 46% мужчины, 54% — женщины.

Получены следующие результаты по эмоциональным приоритетам потребителей при выборе АЗС: 1 — Качество топлива; 2 — Цена нефтепродуктов; 3 — Наличие пистолетчиков;

4 — Внешний вид АЗС; 5 — Наличие сопутствующих товаров и услуг; 6 — Наличие пластиковой карты.

**Шаг 2.** Для оценки параметров ценности был задан вопрос о сравнении АЗС различных компаний. Результаты приведены в табл. 1.

Таблица 1  
**Оценка потребителями игроков розничного рынка нефтепродуктов Краснодарского края**

Параметр	Средняя оценка по 5-ти бальной шкале		
	Роснефть	Лукойл	ТНК
Вежливость персонала	4,1	4,0	3,0
Опрятный вид персонала	4,1	4,4	3,0
Чистота и благоустройство территории	4,5	4,6	3,3



Параметр	Средняя оценка по 5-ти бальной шкале		
	Роснефть	Лукойл	ТНК
Пистолетчики	3,8	3,7	3,1
Магазин	3,4	3,2	2,1
Оплата мобильного телефона	2,9	3,0	2,4
Качество топлива	4,3	4,4	2,8
Удобный подъезд	4,3	4,2	3,3
Цена	3,5	3,4	3,1
Туалет	3,5	3,5	2,6
Внешний вид АЗС	4,0	4,3	3,2
Средняя итоговая оценка	3,8	3,9	2,9

Как видно из таблицы, сеть АЗС «Роснефти» оценена потребителями в среднем в 3,8 балла из 5 и уступает на сегодняшний момент 0,1 балл НК «Лукойл».

**Шаг 3.** Учитывая, что на розничном рынке нефтепродуктов Краснодарского края два лидера — НК «Роснефть» и НК «Лукойл», мы можем определить области непокрытых возможностей при обслуживании на АЗС путем нахождения среднего значения по двум компаниям по каждому из параметров и отклонения их от max-возможной оценки (5) в %.

В целом область непокрытых возможностей оценена в 23 %. Основные параметры из них: оплата мобильного телефона (41 %), наличие магазина (34 %), туалет (30 %), пистолетчики (25 %), вежливость персонала (19 %).

**Шаг 4.** Для анализа параметров ценностей для конкретного НПО, в данном случае АЗС ОАО «НК «Роснефть» — Кубаньнефтепродукт» в г. Краснодаре, на основании таблицы 2 сравним параметры с основным конкурентом — ОАО «НК «Лукойл». Как видим из данных таблицы для повышения параметров ценности для сети ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт» необходимо уделить внимание:

- **опрятности персонала**, а именно стилю и состоянию спецодежды пистолетчиков и её систематическому обновлению;
- **внешнему виду АЗС**, а именно проведению ребрендинга;
- **качеству топлива** (незначительное отставание по данному параметру объясняется наличием на АЗС НК «Лукойл» дизтоплива стандарта Евро-3);
- **чистоте и благоустройству территории** (АЗС ОАО «Кубаньнефтепродукт» отличаются чистотой территории, но немного уступают в уровне благоустройства. Это эстетическое оформление территории, её озеленение в течение всего года);
- **установке терминалов оплаты мобильного телефона.**

В целом среди опрошенных автомобилистов: 36 % считают, что наибольшее внимание обслуживанию клиентов уделяет НК «Роснефть», 31 % — «Лукойл», 15 % — «ТНК».



**Шаг 5.** На основании 4-х предыдущих шагов формируем вывод: в целях повышения показателя ценности АЗС сети заправок «Кубаньнефтепродукт» в г. Краснодаре необходимо увеличение статей затрат на: проведение ребрендинга, спецодежду, установку терминалов для оплаты телефонов, благоустройство территории АЗС.

### Затраты к минимизации

Исходя из вышеизложенного видно, что доля затрат, на которые может повлиять Общество без потери покупателей, составляет 9%, их будем называть «затратами к минимизации».

Предлагается следующая схема снижения затрат АЗС (рис. 2).

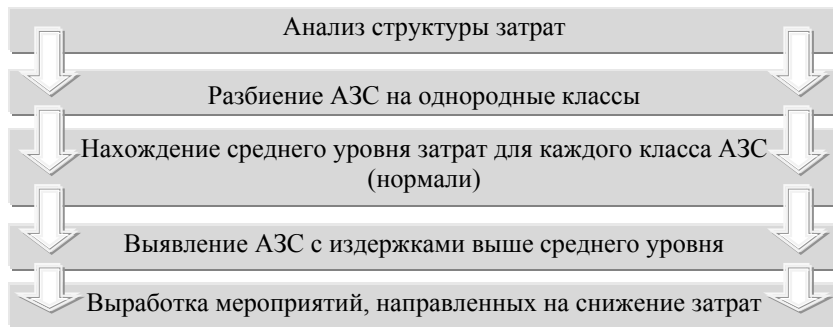


Рис. 2. Этапы алгоритма снижения затрат

#### Классификация АЗС для целей снижения затрат

Для объективного анализа необходимо разделить все АЗС на классы, так как есть типы АЗС, издержки между которыми сравнивать нельзя. Разбиения на классы необходимо для возможности нормирования затрат АЗС из различных подгрупп. Это деление позволит не только сравнивать издержки между собой, но и вывести необходимый и достаточный уровень затрат в каждой группе.

Предлагается классификация по следующим позициям:

1. По типу доп. услуг и сопутствующего бизнеса (АЗС, МААЗС, АЗК, МААЗК);
2. По региону расположения АЗС и площади территории;
3. По принадлежности АЗС (в аренде или в собственности);
4. По техническому состоянию, то есть по году последней реконструкции или строительства АЗС;
5. По внешнему виду (новый/старый стиль).

Нужно рассматривать не только каждую группу в отдельности, но и их пересечение и сочетание. В результате разбиения получается слишком много классов АЗС. Чтобы упростить анализ, можно исключить некоторые критерии из рассмотрения, убрав при этом соответствующие издержки из анализа. Во-первых, исключим группу «Место расположения», для этого необходимо убрать из рассмотрения две статьи издержек: «арендные платежи за землю» и «налог на землю». Во-вторых, группу «Форма собственности» — исключаем статью издержек «Арендные платежи».



В результате детального разбиения получено 11 подгрупп. Всего для анализа взято 183 АЗС ОАО «НК «Роснефть» — Кубаньнефтепродукт».

## 2. Методика управления прямыми затратами на АЗС

За основу для анализа возьмем средний показатель по каждой издержке для каждой подгруппы, его будем называть «нормалью». Затем найдем АЗС, чей уровень расхода по данной статье превышает исходный уровень более, чем на 15%, в таком случае будем говорить, что затраты по соответствующей статье завышены и требуют оптимизации. Данный анализ помимо основной задачи позволяет решить проблему некорректности занесения данных по прямым затратам бухгалтерией филиалов (встречаются нулевые значения). Анализ будем производить только по заполненным (ненулевым) данным. Суммарно по группам будем рассматривать не эксплуатационные издержки, а эксплуатационные издержки без затрат капитального ремонта, так как в 2008 году на части АЗС был произведен ребрендинг, затраты которого отнесены в данную статью. Полученные итоги по каждой подгруппе сводятся в таблицу (шаблон приведен в табл. 2).

Таблица 2

### Часть сводной таблицы с нормальми издержек по подгруппам АЗС

Под-группа	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	Итог
Год реконстр.	До 2008	До 2008	2008	До 2008	До 2008	2008	До 2008	до 2008	2008	до 2008	до 2008	
Тип АЗС	АЗС	АЗС	АЗС	АЗК (1)	АЗК (1)	АЗК (1)	МАЗС	МАЗК	МАЗК	АЗК (2)	АЗК (3)	
Стиль АЗС	Старый	Новый	Новый	Старый	Новый	Новый	Старый	старый	новый	старый	старый	
Кол-во АЗС, шт.												183
Тов-от, тыс. тн.												2,10
Прямые экспл. издержки, тыс. руб.												1410
Прямые издержки, тыс. руб.												3067

В 11-ти столбцах таблицы необходимо проставить нормали по подгруппам, в итоговом столбце — средние данные по всем АЗС ОАО «НК «Ро-



снефть» — Кубаньнефтепродукт». Красным цветом окрашиваются ячейки, значение которых превышает более чем на 15 % значение среднего.

Из заполненной таблицы становится видно, что средние значения издержек в каждой подгруппе различны между собой и, кроме того, отличаются от среднего уровня затрат по всем АЗС (последний столбец). Это значит, что, при оптимизации издержек нормальный показатель нельзя приравнять к среднему по всем АЗС. Ориентиром будет уровень затрат из соответствующей подгруппы, именно с ним должны сравниваться издержки, входящих в нее, АЗС. Получившиеся группы однородны, следовательно, оптимальный уровень достигим.

Управление разными группами издержек должно производиться по отдельным направлениям.

### *2.1 Управление затратами, не подлежащими регулированию*

Управление затратами, контролируруемыми государством, сбытовыми дочерними Обществами может осуществляться только при содействии профильных департаментов и департамента госрегулирования тарифов, инфраструктурных реформ и экономики природопользования Министерства экономического развития и торговли РФ.

### *2.2 Управление затратами стратегического характера*

В зависимости от выявленных проблемных вопросов, затраты стратегического характера, а значит, и меры по их оптимизации будут разными. Они должны определяться для каждого Общества отдельно. Все дополнительные расходы на данные затраты должны отвечать критериям вложения, то есть увеличивать товарооборот в таком объеме, который будет окупать повышенные инвестиции.

### *2.3 Управление затратами к минимизации*

Для управления затратами к минимизации необходимо точно рассматривать каждую издержку, превышающую уровень соответствующей нормы, по каждой АЗС. Затем эти АЗС, на которых существует превышение, формируются в перечень и рассматриваются профильными службами, которые отвечают за соответствующую издержку. Далее ими принимается решение о возможных путях устранения перерасхода.

## **Заключение**

В работе предложена методика стратегического управления затратами АЗС, исходя из основной стратегии развития сбытовых дочерних обществ ОАО НК «Роснефть». Методика состоит в:

- классификации затрат;
- анализе статей издержек;
- выявлении существенных превышений по статьям.

Данный анализ позволяет сконцентрировать и перераспределить ресурсы НПО для оптимального следования стратегии. Определены статьи затрат,





которые могут быть снижены, статьи, которые необходимо оптимизировать для более эффективной работы АЗС.

В целом можно сказать, что применяя полученные значения нормы к затратам, которые не являются ключевыми и на которые может повлиять Общество, можно снизить прямые эксплуатационные затраты (без ремонта) по рассматриваемым АЗС на 7,4 млн руб. (2,6%).

По нашим оценкам, с учетом функционирования всех АЗС Компании, экономический эффект от применения методики составит 141 млн руб. или в среднем экономия затрат составит 85 тыс. руб. на 1 АЗС.

## **Выбор оптимального варианта использования ШФЛУ на месторождении Каракудук**

*И. В. Дудко*

*ТОО «Каракудукмунай»*

Цель работы — разработка технико-технологических рекомендаций с технико-экономическим обоснованием использования ШФЛУ (Широкой Фракции Легких Углеводородов), полученной при промышленной подготовке и переработке попутного нефтяного газа месторождения Каракудук.

Результаты работы позволяют выбрать и внедрить в ТОО «Каракудукмунай» наиболее экономически выгодный метод использования ШФЛУ.

ТОО «Каракудукмунай» с 1999 года осуществляет промышленную разработку нефтяного месторождения Каракудук. С момента ввода в промышленную эксплуатацию добыто более 5 млн тонн нефти.

Месторождение Каракудук, занимающее площадь около 100 км<sup>2</sup>, расположено на западе Республики Казахстан в пределах юго-западной части плато Устюрт, в 356 км к северо-востоку от г. Актау и в 160 км к югу от месторождения Тенгиз. Административно месторождение относится к Шетпинскому району Мангистауской области Республики Казахстан.

Поправкой к закону «О недрах» от 03.12.2004 года в Республике Казахстан вводятся ограничения или полный запрет на сжигание попутного нефтяного газа в факелах. В связи с этим в ТОО «Каракудукмунай» разработана «Программа утилизации попутного газа на месторождении Каракудук».

В настоящее время предприятие согласно этой программе построило и запустило в работу установку подготовки и переработки попутного нефтяного газа с получением топливного газа и ШФЛУ. Так как по проекту не предусмотрено дальнейшее использование ШФЛУ недропользователь вынужден в кратчайшие сроки провести работы по выбору и внедрению наиболее экономически выгодного метода ее использования.

В ходе работы по выбору вариантов использования ШФЛУ, на основе анализа технико-технологического состояния нефтедобывающих объектов ТОО «Каракудукмунай», расчетов на геолого-гидродинамической модели месторождения, инфраструктуры района добычи нефти, прогнозируемых объемов добычи углеводородов и на основе анализа существующих методов



использования ШФЛУ, применимых на месторождении Каракудук, разработан перечень вариантов использования ШФЛУ, полученной при переработке попутного нефтяного газа месторождения Каракудук, согласно которому выполнены расчеты экономической эффективности их внедрения.

### *Добыча нефти, газа и выработка ШФЛУ на месторождении*

Месторождение Каракудук разрабатывается в соответствии с «Проектом разработки месторождения Каракудук», утвержденным ЦКР РК 14.06.06 г.

При подготовке нефти применяют трехфазовые сепараторы — подогреватели, действующие в автоматическом режиме при заданном давлении. В них происходит разделение фаз: газ — нефть — вода. Для выделения солей из нефти используются химические реагенты.

По предварительным прогнозам срок эксплуатации месторождения Каракудук составит порядка 20 лет.

Добыча нефти и объем извлекаемого попутно с нефтью нефтяного газа достигают максимума в 2009 году, при этом добыча нефти составит 1407,8 тыс. т/год, газа 145,0 млн м<sup>3</sup>/год.

Средневзвешенное значение газового фактора извлекаемой нефти в последующие годы будет незначительно расти и составит в 2013 году 111 м<sup>3</sup>/т вместо 98,4 м<sup>3</sup>/т в 2008 году.

Максимальный объем ШФЛУ (110 тыс. м<sup>3</sup>/год), выработанной из попутного нефтяного газа на установке подготовки и переработки газа, прогнозируется также в 2009 году. В последующие годы прогнозируется значительное снижение выхода ШФЛУ и к 2015–2016 годам объем ШФЛУ уменьшится в 2 раза. Установка подготовки и переработки газа через 7 лет будет работать с 50%-ным избытком мощности.

На 01.01.2009 г. на месторождении Каракудук в промышленной разработке находились все четыре основных эксплуатационных объекта: I (залежи нефти Ю-I-IIA-IB горизонтов), II (залежи нефти Ю-VI-VII горизонтов), III (залежи нефти Ю-VIII-IX горизонтов) и IV (залежи нефти Ю-X горизонта).

Годовая добыча жидкости и нефти постоянно увеличивается. Накопленная добыча нефти по месторождению в целом на 01.01.2009 г. составила 5046 тыс. тонн, жидкости — 5570 тыс. тонн. Объем извлеченного попутного газа в 2008 г. составил 114,408 млн м<sup>3</sup>, накопленный объем на 01.01.2009 г. составил 461,709 млн м<sup>3</sup>.

Объем извлеченного попутного газа при разработке нефтяных залежей в настоящее время определяется по величине газосодержания пластовой нефти, полученной при исследованиях глубинных проб нефти каждого объекта разработки. На месторождении принимаются меры для организации замера добычи газа на каждой ГЗУ. 91 % добычи нефти осуществляется из I объекта разработки, который характеризуется большим разрывом между давлением насыщения и пластовым давлением, что позволяет эксплуатировать добывающие скважины с забойным давлением, выше давления насыщения, и предотвратить вероятность разгазирования пластовой нефти.

Величины газового фактора для месторождения, в целом, изменяются



в зависимости от доли добычи нефти каждого объекта. Средний газовый фактор по месторождению, в целом, варьировался в пределах 84–111 м<sup>3</sup>/т.

На месторождении Каракудук обустроены и эксплуатируются следующие объекты системы внутривнепромыслового сбора нефти и попутного газа: более 60 нефтяных скважин, выкидные линии, групповые установки (ГУ-1, ГУ-2, ГУ-3, ГУ-4, ГУ-5), нефтесборные и газосборные трубопроводы ГУ-ЦУПН, центральная установка подготовки нефти (ЦУПН), рассчитанная на 745,4 тыс. т/год по нефти и 1546,79 тыс. т/год по жидкости, терминал сбора нефти (ТСН), рассчитанный для приема нефти до 2400 м<sup>3</sup>/сут, участок нефтепровода до врезки в магистральную нефтепроводную систему длиной 30 км. Подключение скважин к объектам сбора осуществляется по территориальному признаку.

Подготовка газа согласно требованиям, предъявляемым к природным газам, подаваемым в магистральный газопровод, осуществляется на ЦУПН методом низкотемпературной сепарации (НТС) жирного газа.

В настоящее время метод НТС, позволяющий разделить сырой газ на сухой газ, в основном состоящий из метана, и на конденсат, состоящий из тяжелых фракций  $C_{3+высш}$ , преимущественно используется на месторождениях с коротким сроком разработки, когда более сложные установки не окупаются. Температура сепарации составляет 268 К, охладитель — пропан. Конденсат из сепаратора подвергается дегазификации в колонне дегазификатора и после охлаждения в холодильнике до температуры 48,9 °С с давлением 1,72 МПа конденсат, соответствующий ШФЛУ по ТУ 38.101524–93, направляется на хранение. Проектом предусмотрено хранилище ШФЛУ, рассчитанное на хранение объема ШФЛУ, выработанной в течение трех суток.

### *Предлагаемые методы использования ШФЛУ*

Технологические методы подготовки попутного нефтяного газа на промыслах как для его магистрального транспорта, так для использования в качестве топлива и в связи с необходимостью полной его утилизации, особенно при добыче жирных газов, усложняются и наряду с обычной сепарацией на промыслах применяются методы низкотемпературной сепарации или конденсации. Эти методы предполагают получение в качестве одного из продуктов широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), состоящей из смеси углеводородов  $C_3 - C_7$ , — это нестабильный продукт, который, однако, может быть использован на месторождении для закачки его в продуктивные пласты. Для реализации дальнейшего использования ШФЛУ проработаны следующие варианты:

- организовать её транспорт до места переработки на ГПЗ (НПЗ) или нефтехимический комбинат;
- внедрить на промысле технологические методы переработки ШФЛУ путем строительства пропановой или стабилизационной колонны с получением стабильных продуктов: конденсата или бензина, пропан-бутановой фракции желаемой марки;
- проработать технологию его закачки в продуктивные пласты с целью увеличения КИН;



Реализация любых направлений использования ШФЛУ требует капитальных вложений, так как все работы, связанные с производством или использованием ШФЛУ, относятся по требованию безопасности производства к сжиженным углеводородам, т.е. необходимо использовать специальное оборудование и технологии для её хранения, транспорта, сливо-наливных операций и пр.

### *Транспорт ШФЛУ до места потребления*

По составу ШФЛУ отвечает требованиям класса А по ТУ–38.101524–93. Однако, возможности его применения в регионе Западного Казахстана ограничены. Расположенный относительно неподалеку Атырауский НПЗ является заводом топливного направления. Газовые комплексы Тенгизского и Карачаганского месторождений также испытывают трудности с реализацией ШФЛУ, основным потребителям поставка осуществляется по железной дороге.

При транспортировке ШФЛУ применяют, в основном, такое же оборудование, как и при транспортировке нефти и нефтепродуктов, но с некоторыми особенностями, обусловленными физико-химическими свойствами ШФЛУ.

Более глубокая проработка варианта транспортировки ШФЛУ до места потребления в работе не предполагается, т.к. ввиду невосребованности данного вида сырья в Западной Казахстане рынок сбыта для него практически отсутствует. В настоящее время между ТОО «Каракудукмунай» и ТОО «РБМ» заключен договор на вывоз ШФЛУ автоцистернами, однако, ввиду высоких затрат на транспортировку ШФЛУ автотранспортом и низких цен на продажу ШФЛУ данный контракт практически не приносит прибыли ТОО «Каракудукмунай», а лишь решает проблему утилизации вырабатываемого ШФЛУ.

В настоящее время отдел маркетинга ТОО «Каракудукмунай» ведет работу по поиску более выгодного направления сбыта ШФЛУ.

### *Методы переработки ШФЛУ*

По направлению переработки ШФЛУ в работе рассмотрены и оценены следующие методы:

1. Строительство и внедрение стабилизационной или пропановой колонны с получением из ШФЛУ пропан-бутановой жидкой фракции и стабильного бензина с использованием полученных продуктов в качестве топлива.
2. Строительство и внедрение дополнительных сепараторов для сепарации ШФЛУ с получением топливного газа для собственных нужд в качестве топлива и стабильного конденсата с возможностью подачи конденсата в товарную.
3. Строительство и внедрение технологии рециркуляции ШФЛУ путем подачи его в сырую нефть до узла сепарации.
4. Внедрение блочной мини-установки по переработке ШФЛУ с получением стабильного бензина (выход–95%).



### *Закачка ШФЛУ в продуктивные пласты с целью повышения нефтеотдачи*

Закачка ШФЛУ в продуктивный пласт в качестве углеводородного растворителя для интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пласта.

Для проработки технологии закачки ШФЛУ в продуктивные пласты были проведены следующие подготовительные исследования:

- исследования свойств и компонентного состава ШФЛУ при нормальных условиях;
- моделирование PVT-свойств ШФЛУ при различных термобарических условиях.

Все полученные данные были заложены в постоянно действующую геолого-гидродинамическую модель I объекта разработки месторождения Карадук, адаптированную по состоянию на 01.04.2009 г. Модель построена в программном комплексе Eclipse компании Schlumberger.

Эффект от применения данного метода основан на способности ШФЛУ при определенных термобарических условиях растворяться в пластовой нефти вплоть до достижения полной смешиваемости, что существенно увеличивает ее подвижность, а также, на способности ШФЛУ доотмывать нефть со стенок пор и трещин. В результате этих процессов возникает целый ряд положительных факторов, которые благотворно влияют на эффективность процесса вытеснения нефти.

### *Выбор скважин для закачки ШФЛУ*

Скважины выбирались только из числа действующих нагнетательных, что существенно упрощает техническую реализацию закачки растворителя, а также полностью удовлетворяет условиям использования попеременной закачки растворителя и воды.

Известно, что ШФЛУ является эффективным средством доотмыва нефти, поэтому его целесообразно закачивать и в хорошо промытые водой области.

Соответственно, под закачку ШФЛУ имеет смысл выбирать те нагнетательные скважины, в одном элементе с которыми находятся высокообводненные добывающие скважины.

В результате проведенного анализа, были выбраны следующие скважины: 149, 158, 178, 180, 182, 201.

### *Обоснование технологии закачки растворителя в пласт*

ШФЛУ можно использовать как для проведения геолого-технических мероприятий по обработке призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин, так и для повышения нефтеотдачи пластов.

Проведение ОПЗ позволяет увеличить приемистость нагнетательных скважин, т.к. призабойная зона пласта будет практически полностью отмыта от нефти, что благоприятно скажется на относительной фазовой проницаемости этой области по воде.

В данной работе рассматривается использование ШФЛУ в качестве эффективного вытесняющего агента по отдельным участкам залежи.



Наиболее рациональным, с точки зрения технологической и экономической эффективности проекта способом, является попеременная закачка ШФЛУ и воды.

Реализация данной технологии подразумевает создание в пласте оторочки растворителя и последующее проталкивание его закачкой воды.

На месторождении Каракудук ежесуточно вырабатывается порядка 250 м<sup>3</sup> ШФЛУ. Данный объем является недостаточным для закачки растворителя сразу в несколько скважин.

Исходя из этого, предлагается следующая схема закачки:

- В одну из выбранных под нагнетание скважин в течение первых 3-х месяцев закачивается весь имеющийся на промысле объем ШФЛУ, тем самым в пласте создается оторочка растворителя. Две другие скважины в это время закачивают в пласт воду.
- Созданная оторочка растворителя в течение последующих 6-ти месяцев проталкивается дальше в пласт водой.
- После прекращения закачки ШФЛУ в первую скважину, весь его объем начинает закачиваться в следующую. Закачка растворителя длится те же 3 месяца, после чего в течение 6-ти месяцев в нее нагнетают воду.
- Аналогично осуществляется закачка и в третью скважину.
- После этого все повторяется сначала в той же последовательности.

Таким образом, в течение трехлетнего срока реализации закачки ШФЛУ в каждую из 3-х выбранных скважин закачка будет осуществляться по 4 раза. Данная технология позволяет наиболее равномерно и эффективно использовать имеющийся на промысле ШФЛУ.

#### *Выбор оптимального варианта использования ШФЛУ и планирование его внедрения*

Исходя из приведенных в работе данных по технической и экономической эффективности внедрения различных вариантов использования ШФЛУ, можно сделать следующие выводы:

— сложившаяся в настоящее время ситуация по использованию попутно вырабатываемого ШФЛУ требует изменения для получения наибольшего экономического и технологического эффекта;

— каждый из рассмотренных в работе вариантов эффективен как с точки зрения технологии, так и с точки зрения экономической эффективности инвестиций;

— варианты продажи ШФЛУ ввиду отсутствия рынка сбыта в регионе и удаленности от потенциальных потребителей неэффективны;

— варианты переработки ШФЛУ на месторождении требуют значительных временных затрат на их реализацию (изготовления, транспортировка и монтаж оборудования, пуско-наладочные работы), однако, экономически выгодны;

— вариант с использованием ШФЛУ для закачки его в продуктивные пласты не требует значительных инвестиций и, согласно расчетам на геолого-гидродинамической модели месторождения, технологически эффективен и,



соответственно, эффективен экономически. Закачка ШФЛУ в продуктивный пласт является единственным вариантом увеличения конечного КИН месторождения.

Исходя из вышеизложенного, наиболее целесообразным для внедрения видится вариант с закачкой ШФЛУ в продуктивные пласты. Внедрение этого варианта рекомендуется провести в несколько этапов:

Закачка ШФЛУ в обводненную скважину № 173 в качестве отмывающего агента для проведения ОПЗ с последующим переводом данной скважины в добычу

По результатам оценки эффективности закачки ШФЛУ в скважину № 173 и, при необходимости, результатам анализа вытеснения на керне, проведенным в лабораторных условиях, предполагается подготовить программу ОПР по закачке ШФЛУ в продуктивные пласты I объекта разработки по изложенной в данной работе схеме.

Дальнейшую оценку эффективности метода проводить с использованием расчетов на актуализированной геолого-гидродинамической модели.

## **Прокатная схема обеспечения нефтегазодобывающего предприятия электропогружным и наземным оборудованием как эффективный механизм совершенствования производственной деятельности на примере ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ»**

*О. И. Дьяченко, Э. И. Хамидулина*  
*ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ»*

Основой эффективной работы нефтегазодобывающего предприятия являются современные технологии и взаимовыгодное сотрудничество с поставщиками и подрядными организациями.

Совершенствование организации системы взаимодействия крупного промышленного предприятия с поставщиками и подрядчиками предусматривает ориентацию на достижение общей цели и дифференциацию бизнеса.

Направленность бизнеса, или процесс аутсорсинга, предельно концентрирует сферу деятельности предприятия, сужая рамки его функционирования до ограниченной области основного производства (добычи для добывающих предприятий; ремонта, обслуживания и других сервисных услуг для подрядных организаций).

Ключевым моментом при этом является определение целей деятельности нефтегазодобывающего и сервисного предприятия. При расхождении целей эффективность производства и темпы его совершенствования заметно снижаются. Поэтому поиск путей достижения взаимной заинтересованности добывающего и сервисного предприятия в ориентации на единый результат является актуальной задачей для нефтегазового бизнеса.

Спектр деятельности сервисных организаций достаточно широкий.



С точки зрения значимости, наибольший интерес представляет закупка, обслуживание и ремонт оборудования, в частности, установки электропогружных насосов и погружные электродвигатели (УЭЦН и ПЭД).

Организация обеспечения предприятия электропогружным оборудованием является важной производственной задачей, так как от качества оборудования напрямую зависит и качественный уровень добычи. Частые отказы оборудования ведут к производственным потерям добычи во время простоя скважины и прямым затратам на его ремонт.

Поэтому одним из приоритетных направлений совершенствования производственной деятельности нефтегазодобывающего предприятия является увеличение продолжительности межремонтного периода (МРП), который напрямую зависит от качества закупаемого электропогружного оборудования, уровня его обслуживания и ремонта.

Как правило, главной задачей поставщика оборудования является постоянный рост объема поставок, исключая при этом прямую заинтересованность в увеличении продолжительности МРП. Именно поэтому производитель не стремится увеличивать срок полезного использования реализуемой продукции за счет совершенствования ее качества. Аналогично, сервисные предприятия, осуществляющие деятельность по обслуживанию и ремонту электропогружного и наземного оборудования, также не имеют прямой экономической заинтересованности в качестве оказываемых услуг, влияющих на увеличение длительности межремонтного периода. Таким образом, столкновение интересов предприятия и подрядчиков, является важной проблемой, тормозящей процесс производственного развития компании на микроуровне и нефтяной отрасли в целом.

Целью данной работы является совершенствование системы обеспечения нефтегазодобывающего предприятия электропогружным оборудованием, организации его обслуживания и ремонта посредством достижения ориентации добывающего и сервисного предприятия на единый результат. В качестве механизма достижения поставленной цели: совершенствования системы обеспечения нефтегазодобывающего предприятия электропогружным оборудованием, организации его обслуживания и ремонта — была рассмотрена возможность перехода нефтегазодобывающего предприятия на прокатную схему, исключающую необходимость непосредственной закупки оборудования путем прямых капитальных вложений.

Результатом исследования станет разработка конкретного рационализаторского предложения, имеющего производственный, экономический и социальный эффект на уровне предприятия и нефтяной отрасли в целом.

### **Характеристика существующей системы обеспечения оборудованием**

Организация процесса эксплуатации оборудования включает в себя 3 основных этапа: закупка оборудования, организация его обслуживания, а также текущий и капитальный ремонт. Последние 2 этапа предусматривают выбор одного или нескольких подрядчиков и организацию их работы посредством заключения договоров на обслуживание и ремонт.





При этом целью деятельности поставщиков и подрядчиков, как коммерческих организаций, является получение максимальной прибыли, достигаемое за счет роста количества поставок или частоты оказываемых услуг. Именно по этой причине ни поставщики, ни подрядчики не имеют прямой заинтересованности в совершенствовании качества предоставляемой продукции или услуг, оказывающего непосредственное влияние на длительность межремонтного периода. В частности, для предприятия ООО «РН-Пурнефтегаз» в среднем по подрядчикам, осуществляющим сервисное обслуживание и ремонт электропогружного и наземного оборудования (ЭПО и НЭО) не достигается планируемый предприятием уровень МРП и наработки на отказ.

На основании вышесказанного можно сформулировать основные недостатки существующей системы обеспечения добывающего предприятия ЭПО и НЭО:

- большие объемы капитальных вложений, направленные на закупку оборудования;
- несовпадение интересов нефтегазодобывающего предприятия и подрядчика в части увеличения МРП, и, как следствие, частая необходимость в ремонте оборудования или его смене;
- высокие затраты на обслуживание и ремонт оборудования, связанные с необходимостью оптимизации производственного цикла.

### **Характеристика прокатной схемы**

Основа внедрения прокатной схемы — осуществляемые единственной подрядной организацией поставка, комплексное обслуживание и ремонт электропогружного оборудования.

Выбор надежного подрядчика проводится на основании тендерных торгов, которые предусматривают жесткий отбор единственного производителя электропогружного и наземного оборудования, оказывающего услуги по прокату, обслуживанию и ремонту отечественных погружных установок электроцентробежных насосов (УЭЦН, УЭЦПК и ЭЦВ), капитальному ремонту ПЭД.

Основные требования к поставщикам ЭПО НЭО включают следующее:

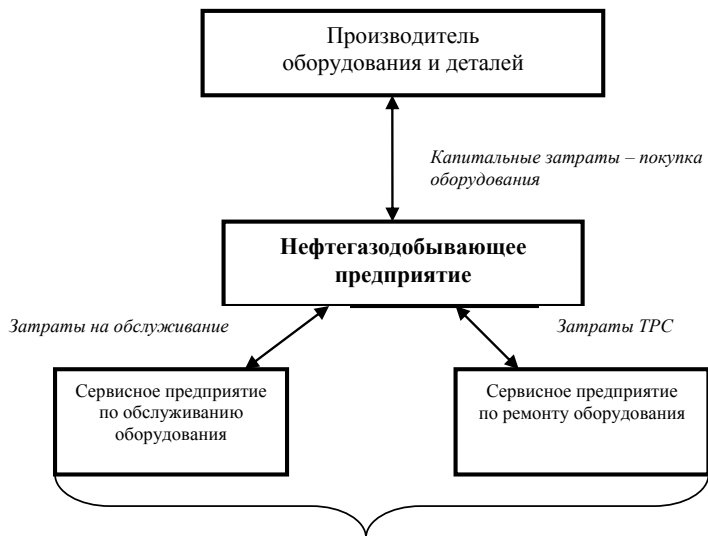
1. Поставщик оборудования должен является его непосредственным изготовителем. Это требование позволит нефтегазодобывающему предприятию избежать заключения прокатных договоров с дилерскими организациями, информация о качестве продукции которых не всегда является достоверной. Основную базу закупаемого оборудования будут составлять изностойкие УЭЦН типа Н2, и лишь незначительный процент будет принадлежать обычным насосам типа Н1.
2. Поставщик оборудования также принимает на себя обязанности по оказанию услуг комплексного обслуживания и ремонта. С точки зрения подрядчика, это условие позволит получить дополнительную прибыль за счет организации деятельности по оказанию сервисных услуг.



3. Контрагент обязуется в ходе осуществления деятельности увеличивать длительность МРП на 15 % ежегодно. Таким образом, достигается главная поставленная задача — ориентация как нефтегазодобывающего предприятия, так и подрядчика, на достижение общей цели — увеличение длительности МРП.
4. «Количество набранных баллов по техническим критериям». С точки зрения технических критериев, контрагент должен набрать необходимое количество баллов, позволяющих ему соответствовать требованиям разыгрываемого тендера.

Начать реализацию процесса внедрения прокатной схемы предлагается с января 2010 г. За 2 года должен обновиться весь фонд УЭЦН и соответствующего наземного оборудования. Не менее 30 % действующего фонда должно обслуживаться единственным подрядчиком уже в первый год, в последующий, соответственно этот объем составит 70 %.

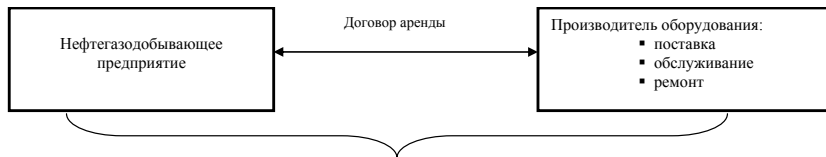
### Традиционная схема закупки оборудования



Преимущества	Недостатки
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Оборудование, находящиеся на балансе увеличивает капитализацию предприятия</li> <li>2. Наличие амортизационного фонда</li> <li>3. Уменьшение налогооблагаемой базы при расчете налога на прибыль в размере амортизационных отчислений</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отсутствие ориентации на достижение единого результата — увеличение длительности МРП</li> <li>2. Высокие капитальные затраты на покупку оборудования</li> <li>3. Завышенные цены на оборудование, приобретаемое у посредников</li> <li>4. Завышенная стоимость сервисных услуг</li> <li>5. Сложность учета движения оборудования</li> </ol>



### Прокатная схема эксплуатации оборудования



Преимущества	Недостатки
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Единственный подрядчик — завод-изготовитель (работа без посредников, сокращение количества договоров)</li> <li>2. Внедрение передовых заводских разработок</li> <li>3. Заинтересованность сторон в улучшении показателей работы ЭПО НЭО, и, как результат, рост МРП и сокращение количества ТРС</li> <li>4. Прирост добычи</li> <li>5. Отсутствие капитальных затрат на закупку оборудования</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Зависимость от единственного подрядчика</li> <li>2. Снижение капитализации компании в целом за счет сокращения основных фондов</li> <li>3. Трудность при смене подрядчика</li> </ol>

### Сравнительный анализ применения прокатной схемы и традиционной системы эксплуатации оборудования на основе предложенной модели расчета ключевых показателей эффективности

При переходе на прокатную схему предприятие больше не будет нести расходов, связанных с закупкой оборудования. А статья расходов по оплате суток проката будет включать в себя платежи за пользование оборудованием и операционные затраты на обслуживание и ремонт. Сравнительный анализ существующей и предлагаемой к внедрению системы включает:

1. Определение производственных показателей.
2. Анализ затрат при существующей системе и предлагаемой для внедрения на предприятии.
3. Расчет экономического эффекта.
4. Формирование финансовых показателей.

В результате анализа:

- выявлены тенденции роста среднедействующего фонда УЭЦН: в первый год на 29%, в последующие — на 14%, 3%, 5% и 2% соответственно;
- определено количество суток обслуживания оборудования, которое растет пропорционально изменению фонда скважин;

Перевод фонда УЭЦН на прокатную схему будет осуществлен в течение 3х лет: 35% — первый год, 35% и 30% — соответственно последующие года. По аналогии будет увеличиваться количество суток проката оборудования.

Единоразовое сокращение капитальных затрат в абсолютном значении составит 2236,7 млн руб. (100%). Рост операционных затрат составит 1450 млн руб. (+121%);



### Сравнение экономической эффективности традиционной и прокатной схемы

Показатель	Традиционная схема	Прокатная схема
1. Фонд скважин УЭЦН	462	462
2. Количество суток проката УЭЦН	160536	160536
3. Операционные затраты, млн руб.	1 186,9	2 638,8
4. Капитальные затраты, млн руб.	2 236,7	0
5. Накопленная амортизация, млн руб.	471,1	-471,1
6. Ставка дисконта, %	15	15
7. Дисконтированный поток наличности за 5 лет (NPV), млн руб.	-	539,5

На основе расчета можно определить максимально возможную цену суток проката на текущую дату при 5 летнем периоде планирования, при которой внедрение схемы будет рентабельным — 5 640 руб./сут. Стоимость проката, выше установленной цены будет убыточна по сравнению с традиционной схемой закупки оборудования.

Определение производственной и экономической эффективности от ежегодного увеличения МРП для Барсуковского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз»

Наиболее значимым показателем эффективности перехода на прокатную схему является увеличение длительности межремонтного периода, непосредственно влияющее на прирост дебита и сокращение затрат на текущий и капитальный ремонт электропогружного и наземного оборудования.

Показатель	Начальный уровень МРП	Рост МРП на 15 %	Рост МРП на 30 %	Рост МРП на 45 %
МРП, сут	260	299	344	396
Фонд скважин УЭЦН, шт	-	128	274	402
Количество ТРС за год, шт	1,40	1,22	1,06	0,92
Прирост добычи, тонн/скв.	0	7,64	14,28	20,06
Прирост добычи по Барсуковскому м/р, тонн	0	977,86	3 913,44	8 063,81
Экономия затрат на удельный ТРС, тыс.руб.	0	236,90	442,90	622,03
Экономия затрат на ТРС по Барсуковскому м/р, млн руб.	0	30, 3	121, 4	250, 1



## Выводы

Таким образом, в результате перехода на прокатную схему обеспечения нефтегазодобывающего предприятия электропогружным и наземным оборудованием достигается главная, поставленная нами цель: ориентация добывающего и сервисного предприятия на единый результат — увеличение длительности межремонтного периода, позволяющего достичь прироста добычи и экономии затрат на обслуживание, текущий и капитальный ремонт.

Кроме того, после перехода на прокатную схему будут получены следующие положительные результаты:

1. Резкое единовременное сокращение капитальных затрат на покупку электропогружного и наземного оборудования. В течение 2–3 лет весь фонд скважин, эксплуатируемый УЭЦН, будет переведен на прокатную схему обеспечения оборудованием.
2. Решение проблемы избыточного страхового запаса новых установок на складах добывающего предприятия.
3. Закупка установок для конкретных скважин и условий эксплуатации, независимо от оставшихся на складе запасов оборудования.
4. Возможность оперативно внедрять самые последние заводские разработки. Постоянная модернизация оборудования.
5. Сокращение звеньев в цепочке организации сервисных услуг, что позволит значительно снизить стоимостную накрутку на обслуживание и ремонт скважин, что положительно отразится на стоимости суток проката.
6. Прокатная схема позволит вводить в эксплуатацию новое электропогружное оборудование даже небольшим нефтяным предприятиям, поскольку не сопровождается крупными капитальными вложениями и не увеличивает себестоимость добычи нефти.

К недостаткам прокатной схемы относятся:

- имущественный риск для предприятия, так как собственником имущества будет являться подрядчик;
- снижение капитализации компании в целом за счет уменьшения основных фондов;
- зависимость добывающего предприятия от условий прокатной платы. В случае остановки скважины из-за обводненности или по причине каких-либо других осложнений, предприятие будет вынуждено оплачивать стоимость проката за каждые сутки, в течение которых оборудование находится в скважине, не смотря на ее нерабочее состояние.

Оценка эффективности прокатной схемы в разрезе ключевых показателей экономики была проведена на примере Барсуковского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз».

Эффективность от внедрения прокатной схемы, измеряемая показателем накопленного дисконтированного потока наличности (NPV), уже в 2010 году составит 247,1 млн руб., к 2014 году значение этого показателя достигнет 544,2 млн руб.

При внедрении прокатной схемы подрядчик обязуется увеличивать МРП



на 15% ежегодно. Поэтому уже через год после внедрения новой системы длительность МРП увеличится в абсолютном значении на 39 сут., что приведет к годовому приросту добычи нефти и газового конденсата на 978 т. и прямому сокращению затрат на ТРС 30 323 руб.

По истечении срока действия договора проката, т.е. через 3 года эксплуатации оборудования, МРП возрастет на 135 сут., прирост добычи при этом составит 13 тыс. т., а сокращение затрат на ТРС — 402 млн руб..

Прокатная схема обеспечения нефтегазодобывающего предприятия электропогрузным и наземным оборудованием является эффективным методом совершенствования взаимодействия компании с подрядчиком и производственной деятельности в целом.

## **Технология оптимизации системы разработки морских газовых месторождений**

*И. А. Евстафьев*  
*ООО «Газпром ВНИИГАЗ»*

В Российской Федерации морская газодобыча является новым перспективным направлением исследований. В связи с этим возникает необходимость определения приоритетных направлений научных исследований в вопросах проектирования системы разработки и обустройства месторождений шельфа.

В настоящее время в России проводятся работы, связанные с проектированием разработки месторождений углеводородов в сложных условиях арктических и дальневосточных морей. Подготовлены к промышленной разработке запасы газа и газового конденсата месторождений Штокмановское (Баренцево море), Киринское (Охотское море), Северо-Каменномыское и Каменномыское-море (шельф Обской и Тазовской губ), нефти месторождений Приразломное и Долгинское (Карское море). От успешности реализации таких наукоемких и комплексных работ во многом зависит экономическое положение и энергетическая безопасность страны.

Как показывает мировой и отечественный опыт, для освоения запасов нефти и газа на континентальном шельфе требуется реализация инновационных и высокоэффективных проектных решений по обоснованию системы разработки и выбору типа гидротехнических сооружений, размещению добывающих скважин, определению добычных возможностей, реализации комплекса мероприятий по регулированию и контролю за разработкой и др.

Характерные трудности, с которыми приходится сталкиваться при проектировании разработки морских месторождений, заключаются в низкой изученности залежей и высокой степени неопределенности в геологическом строении и характере распределения фильтрационно-емкостных свойств в объеме пласта. Учитывая большую капиталоемкость объектов обустройства указанные трудности обуславливают высокие требования к выбору технико-технологических решений в области разработки и обустройства месторождения.



Современные комплексные подходы к проектированию разработки, тесно увязанные с технологическими решениями по обустройству, должны выявить эффективные и технически реализуемые схемы разработки месторождений на шельфе морей и определить рациональные сценарии освоения запасов в условиях объективной неопределенности исходных геологических параметров.

По указанной причине создание универсального алгоритма по оптимизации системы разработки морских газовых месторождений является важной и актуальной задачей научных исследований.

Одним из основополагающих факторов эффективной разработки месторождений является рациональное размещение фонда скважин на площади залежи. В условиях морского промысла оптимальная для конкретной залежи схема размещения скважин позволит сократить количество скважин и гидротехнических сооружений при обеспечении высокого темпа отбора продукции и достижении приемлемых коэффициентов газоизвлечения.

На выбор технико-технологических решений по освоению месторождения на начальных стадиях проектирования значительное влияние оказывают существующие геологические неопределенности. Расчетным путем доказано, что при определенных реализациях продуктивных свойств пласта и изменения во времени основных характеристик коллектора (как в сторону ухудшения, так и в сторону улучшения) возможны негативные изменения динамики основных показателей разработки. Это в свою очередь отражается в конечной величине такого важного технологического показателя как накопленная добыча газа за период эксплуатации залежи.

Именно поэтому проектные решения по разработке должны основываться на выборе и обосновании наиболее устойчивых в условиях прогнозируемого изменения свойств пласта систем разработки морского газового месторождения.

Основная задача научных исследований в рамках создаваемой технологии оптимизации системы разработки морских газовых месторождений заключается в обосновании выбора наименее чувствительных к прогнозируемым изменениям фильтрационных параметров пласта вариантов освоения месторождения и оценке эффективности их реализации на основе применения современных научно-технологических средств.

Сегодня к проектированию освоения месторождений углеводородов предъявляется требование использовать сертифицированные программные продукты для построения геолого-технологических моделей эксплуатационных объектов разработки. Предпочтение следует отдавать программам, позволяющим осуществлять моделирование процесса движения флюидов в системе «пласт-скважина-трубопровод». Технологические расчеты на трехмерных гидродинамических моделях характеризуются повышенной точностью и позволяют значительно упростить оптимизационный процесс. Кроме того, трехмерное моделирование разработки позволяет с высокой точностью учитывать прогнозируемое изменение фильтрационных свойств пласта.

Однако, стоит особо отметить тот факт, что точность расчета на гидродинамической модели в большей степени зависит от качества представляемых исходных данных и качества их обработки. Опыт проектирования показыва-



ет, что достаточно часто объем исходной информации не позволяет в полной мере обеспечить требуемую точность расчетов. В таких условиях проведение оптимизационного процесса связано с большими сложностями.

Алгоритм, положенный в основу технологии оптимизации системы разработки морских газовых месторождений, заключается в последовательном расчете на цифровых моделях возможных сценариев развития добычи на месторождении с учетом таких факторов как многовариантность системы освоения и прогнозируемое изменение свойств пласта.

Технически реализуемые системы разработки и обустройства месторождения на континентальном шельфе определяются, как правило, на основе анализа природно-климатических, географических, геолого-физических, технико-технологических, экономических и других условий его освоения.

Прогнозируемое изменение свойств продуктивного газового пласта выражается матрицей возможного изменения основных фильтрационных параметров пласта. В основе алгоритма формирования матрицы лежат принципы построения геологических моделей месторождений на основе интерпретации данных сейсмо-разведки и газодинамических исследований разведочных скважин.

Прогнозирование показателей разработки осуществляется для выбранных систем освоения месторождения с учетом составленной матрицы возможного изменения свойств пласта. На основании комплексного сопоставления полученных технико-экономических показателей по ряду специально разработанных критериев эффективности представляется возможным обосновать наиболее эффективную систему разработки месторождения в условиях объективной неопределенности основных геологических параметров. Реализация технологии оптимизации осуществляется согласно разработанному алгоритму.

Технология оптимизации выбора и отбраковки расчетных вариантов освоения месторождения имеет определенные преимущества.

Основное из них заключается в повышенной точности принимаемых оптимизационных решений, даже в условиях недостатка или невысокой достоверности исходной информации для проектирования. Данный факт подтверждается практическим применением разработанной технологии в рамках составления проектов разработки месторождений Обской и Тазовской губ, а также шельфа о. Сахалин. Использование результатов научных исследований позволило обосновать эффективные технологические решения по разработке морских газовых месторождений и обозначить наиболее перспективные варианты их промышленного освоения.

В качестве второго преимущества следует выделить снижение возможных технологических и экономических рисков за счет исследования различных сценариев развития газодобычи и обоснованного принятия проектных решений на базе проводимых оптимизационных расчетов.

В качестве дополнительного положительного эффекта отмечается сокращение затрат времени и улучшение качества проектирования.

Внедрение технологии оптимизации в газодобывающую промышленность способствует улучшению качества принятия проектных решений по разработке морских газовых месторождений, снижает порог экономических и технологических рисков и увеличивает надежность работы морского газового промысла.





## Преимущества использования технологии поточечной интерпретации данных ГИС, применяемой в НТЦ ОАО «НОВАТЭК», при построении геологических моделей месторождений

А. И. Звуйковский

ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр»

Обработка данных ГИС в отделе нефтепромысловой геофизики и исследований ядра НТЦ осуществляется при помощи технологии ESKS. Эта технология представляет собой некоторую оболочку на основе программного продукта ГИНТЕЛ, в которой организуется полный вычислительный процесс обработки данных ГИС. Обработку данных можно осуществить по технологии, включающей как базовую методику, вмонтированную в оболочку авторами системы, так и по методике, определенной пользователем и написанной в виде программы. Поскольку базовая методика написана на основе серьезных научных исследований и опыте работы с различными разрезами скважин, обработка осуществляется после адаптации базового модуля к конкретному участку специалистами НТЦ.

Адаптация производится, в первую очередь, по ядерным данным. Каждая скважина, в которой отбирался ядро, участвует в настройке интерпретационной модели. Сопоставив результаты интерпретации ГИС с данными, полученными на ядре в лаборатории, можно оценить правильность настройки петрофизики.

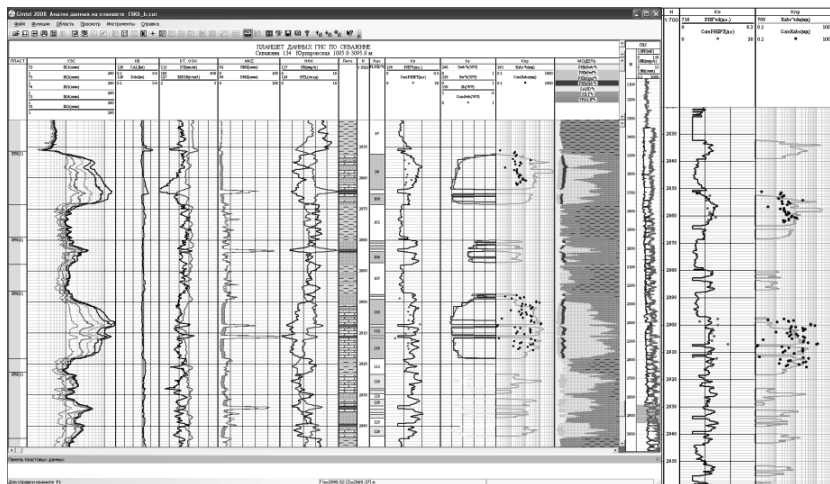


Рис. 1. Пример сопоставления данных интерпретации ГИС с данными по ядру

На рисунке сопоставлены пористость и проницаемость, полученные по результатам интерпретации данных ГИС и исследований ядра. Видно, что



данные по ГИС завышены, поэтому необходима настройка интерпретационных зависимостей. Следующие скважины, даже если в них не будет отбора керна, будут обрабатываться уже по новым зависимостям, следовательно, достоверность полученных по ним параметров будет выше.

Из новых видов исследований интересным является фотографирование свежего скола на керне под растровым электронным микроскопом. Благодаря этим исследованиям удалось понять причину крайне низкой проницаемости при наличии порового пространства в Ачимовских пластах Стерхового месторождения. Данные исследования позволяют качественно настроить интерпретационную модель.

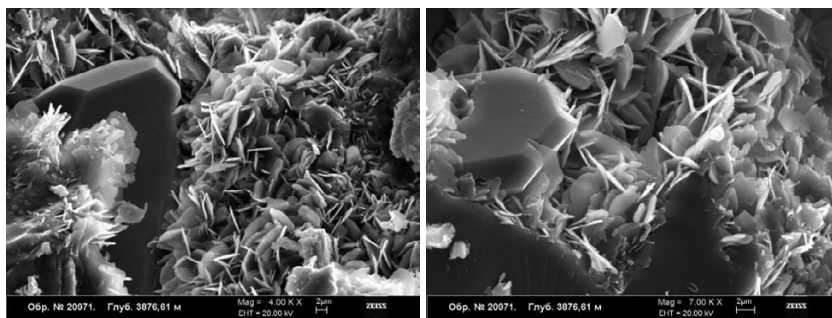


Рис. 2. Примеры фотографий керна под растровым электронным микроскопом. Увеличение 4000х и 7000х

Кроме того, ведутся работы, которые ранее не выполнялись: исследования влияния различных буровых растворов на фильтрационные свойства коллекторов, целью которых является оценка количественного изменения ФЕС пород в зависимости от использования различных растворов. Эксперименты проводятся на образцах, взятых из пластов БУ8, БУ9, Ю2 Юрхаровского месторождения. Помимо того, что эти исследования помогут определить более эффективный с точки зрения сохранения ФЕС промытой зоны пласта тип раствора, они позволят получить зависимости, необходимые для настройки интерпретации электрических методов ГИС при различных растворах. Хотя работы еще не завершены, по предварительным результатам можно уже делать некоторые выводы.

Среди очевидных плюсов поточечной интерпретации — наличие объемной модели породы, которая дает возможность визуально оценить характер коллектора по результатам оперативной интерпретации. Также, объемная модель используется при геологическом моделировании и придает геологической модели детальность. При поинтервальной интерпретации информативную объемную модель создать невозможно.

В данной работе представлена оценка качественных и количественных различий поточечного и поинтервального методов интерпретации данных ГИС и степени их влияния на основные результаты моделирования для Восточно-Таркосалинского месторождения. Иными словами, было выполнено сравнение достоверности двух методов интерпретации.



В результате было установлено, что при схожих численных выражениях средних и граничных значений параметров обеих моделей, модели на основе поточечной интерпретации ГИС показывают значительно большее соответствие реальному строению пластов, отражают сложности и особенности их строения. Модели на основе поинтервальной интерпретации ГИС существенно упрощают и огрубляют реальную картину строения, в некоторых случаях до недопустимого. Для целей гидродинамического моделирования может рекомендоваться только «поточечная» модель, в противном случае, получаем гидродинамические расчеты, малооснованные на реальном строении пласта и, соответственно, имеющие очень низкую степень достоверности и подтверждаемости при последующей реализации основанных на этих расчетах проектных решениях.

В качестве примера приводятся распределения основных подсчетных параметров при разных методах интерпретации.

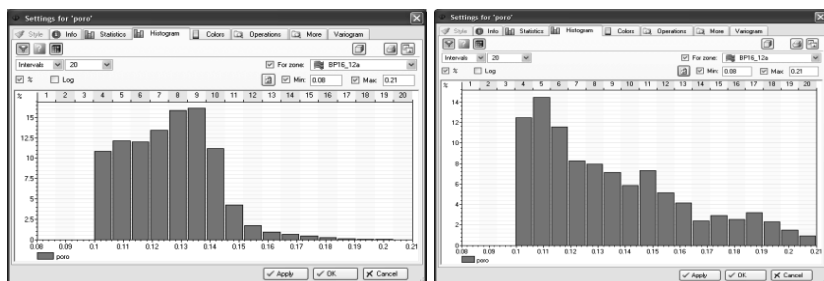


Рис. 3. Распределение пористости в пласте БУ16–12 а при поинтервальной и поточечной интерпретации

На распределении пористости при поточечной интерпретации, в отличие от поинтервальной, видны несколько групп коллекторов с похожими пористостями. Все эти группы учитываются в модели по отдельности. При поинтервальной же интерпретации значения осредняются, тем самым уменьшается детальность.

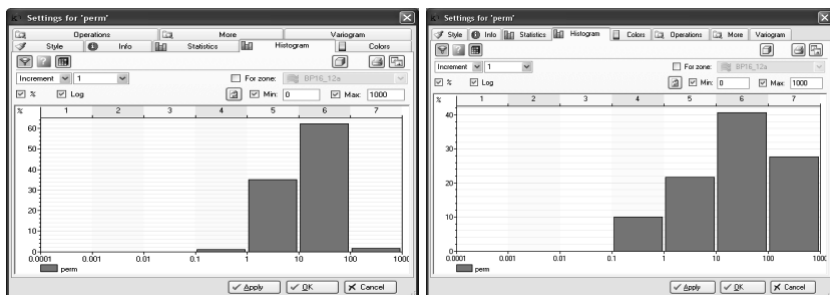


Рис. 4. Распределение проницаемости в пласте БУ16–12 а при поинтервальной и поточечной интерпретации



То же самое огрубление модели с точки зрения проницаемости.

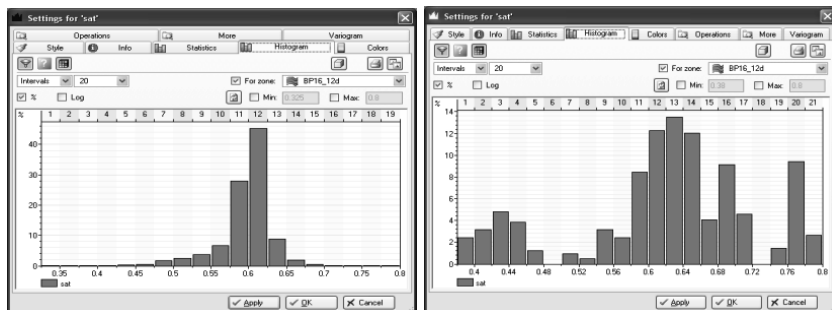


Рис. 5. Распределение УВ-насыщения в пласте БУ16–12d при поинтервальной и поточечной интерпретации.

Особенно заметно огрубление модели в случае насыщения: при поинтервальной интерпретации, в модели насыщение получается в пределах от 0,5 до 0,65, тогда как около 15 процентов коллекторов имеют насыщение в интервале 0,38–0,48, и еще 30 процентов — в интервале 0,66–0,8. Получается, что в поинтервальной модели не учитывается около половины данных.

### Выводы

Новые методы в области исследований ядра существенно способствуют адаптации стандартных методик интерпретации данных ГИС к конкретным пластам и повышают достоверность получаемых при интерпретации данных.

При геологическом моделировании месторождений поинтервальная интерпретация непригодна, использование поточечной интерпретации — необходимо.

Вне зависимости от действующих расценок на интерпретацию данных ГИС при поинтервальной интерпретации в дальнейшем придется заново оплачивать поточечную интерпретацию.

## Оптимизация конструкции распределительного устройства в аппаратах адсорбционной осушки обессеренного газа

С. К. Искалиева  
ГПЗ ООО «Газпром добыча Астрахань»

В настоящее время на Астраханском газоперерабатывающем заводе осушка и отбензинивание обессеренного газа проводится методом адсорбционной осушки на цеолитах NaA-Y, который предназначен для удаления воды, остаточных сернистых соединений и тяжелых углеводородов из обессеренного газа с целью достижения требуемых ГОСТом показателей товарного газа.



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

Целью работы является — совершенствование процесса адсорбционной осушки газа за счет конструктивного усовершенствования адсорбционных аппаратов.

Неоднократно регистрацией температуры точки росы по влаге на выходе из адсорбера наблюдались случаи повышения влагосодержания природного газа, что могло стать причиной отклонения от нормы технологических параметров работы низкотемпературных технологических аппаратов установки. Для изучения работы блока осушки обессеренного газа в ЦЗА-ОТК АГПЗ нами был проведен цикл анализов физико-химических и физико-механических характеристик отработанного адсорбента, в результате которого получена картина неравномерного распределения газового потока по поперечному сечению адсорбера и по его высоте.

В каждом исследуемом слое имеются как зоны минимальных и максимальных значений показателей качества цеолитов, так и зоны с неповрежденным цеолитом. Это свидетельствует о наличии так называемых «мертвых зон». Неравномерность загрузки адсорбера по газу приводит к нарушению расчетных гидродинамических характеристик, вследствие чего эффективность осушки снижается, а сам адсорбент вырабатывается неодинаково, что может привести к внеплановой замене всей загрузки адсорбера, в то время как часть цеолита ещё сохраняет свои эксплуатационные свойства.

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

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

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

При подборе распределительного устройства для адсорбера были определены следующие критерии:

- равномерность распределения газового потока по поперечному сечению адсорбера;
- возможность прохождения газа в двух направлениях (адсорбция, регенерация);



- небольшой гидравлический перепад создаваемый в аппарате в связи с установкой выбранного распределительного устройства;
- простота изготовления и монтажа.

В процессе проведенного патентно-информационного поиска не найдено распределительного устройства полностью отвечающего перечисленным требованиям. Поэтому нами была осуществлена разработка конструкции распределительного устройства для адсорбера У-174/274, соответствующего всем критериям.

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

Для оценки эффективности усовершенствованного распределительного устройства была создана лабораторная установка, показанная на рис 1.

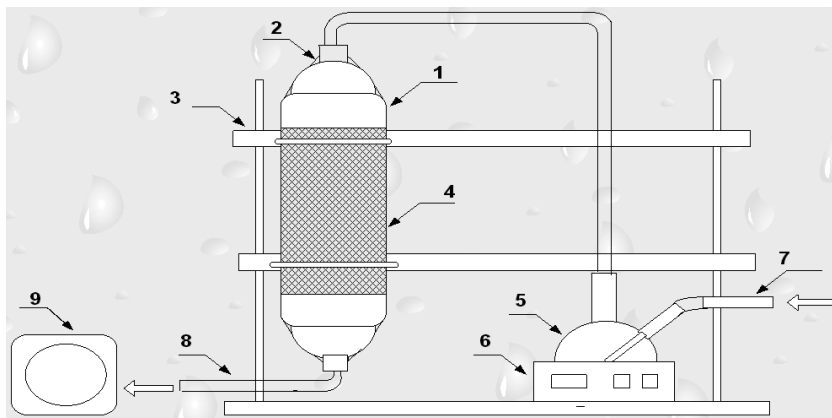


Рис 1. Экспериментальная лабораторная установка для оценки эффективности распределительного устройства: 1 — адсорбер; 2 — входной патрубок со сменным распределительным устройством; 3 — штатив; 4 — загруженный адсорбент; 5 — колба с водой и йодом; 6 — колбонагреватель; 7 — ввод газа в колбонагреватель через барботирующее устройство; 8 — вывод газа из адсорбера; 9 — газовый счетчик

Установка состоит из адсорбера (1), снабженного в нижней части металлической опорной сеткой. В верхней части установлен входной патрубок со сменным распределительным устройством (2). Высота слоя адсорбента при данном диаметре адсорбера моделирует гидродинамические условия потока промышленного аппарата и определена по критериям подобия (число Рейнольдса). Двугорлая колба с дистиллированной водой и йодом (5), колбонагревателем (6) и барботирующим устройством (7) предназначены для насы-



шения газового потока парами воды и йода с целью окрашивания адсорбента для наблюдения за распределением газового потока. Все элементы установки крепят на штативе (3). Для измерения количества проходящего газа предназначен барабанный газовый счетчик (9). В адсорбер загружают цеолит, предварительно отрегенированный при температуре 350°С и обработанный раствором крахмала. Загрузку проводят постепенно, тщательно распределяя и уплотняя каждую засыпаемую порцию сорбента. Температуру в колбонагревателе регулируют с помощью терморегулятора, скорость подачи воздуха КИП регулируют игольчатым вентилем тонкой регулировки. Устанавливают температуру паровоздушной смеси (50–80 °С). При открытом в атмосферу кране устанавливают заданную скорость паровоздушной смеси (50 дм<sup>3</sup>/мин).

Эксперименты проводили с распределительным устройством, используемым на промышленной установке и с усовершенствованным кольцевым распределительным устройством. Усовершенствованное кольцевое устройство имеет два соосных металлических кольца разных диаметров и поперечную по отношению к потоку газа круглую перегородку, расположенных в адсорбере последовательно по ходу движения газа. При этом кольца и круглая перегородка снабжены с нижней стороны двенадцатью постоянными магнитами, а диаметры колец и перегородки рассчитаны так, что обеспечивают разделение потока газа на три равные части (рис. 2).

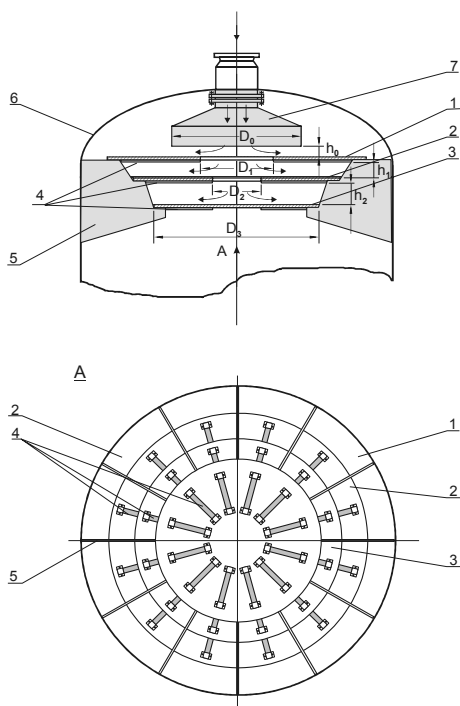


Рис. 2. Кольцевое распределительное устройство



Между кольцами и перегородкой газо-жидкостная дисперсная система подвергается воздействию постоянного магнитного поля. Количество и расположение 12-ти постоянных магнитов под углом  $30^\circ$  друг к другу обусловлено интервалом магнитной индукцией 0,050–0,012 Тл.

Входящий газ барботирует в колбе (5) через нагретую до заданной температуры воду и спиртовой раствор йода, затем поступает через распределительное устройство (2) в адсорбер (1) и проходит через слой адсорбента (4), окрашивая гранулы адсорбента, предварительно обработанного раствором крахмала. После окончания эксперимента адсорбент извлекают и подсчитывают количество гранул неокрашенных (I), среднеокрашенных (II) и сильноокрашенных (III).

На рис 2 показано кольцевое устройство, установленное в адсорбере (вид сбоку и снизу). Оно содержит верхнее кольцо (1), внутреннее кольцо (2), круглую перегородку (3), постоянные магниты с креплениями, установленными на нижней стороне колец и круглой перегородки (4), радиальную крепёжную опору (5), предназначенную одновременно как для соединения колец и круглой перегородки, так и для крепления внутри адсорбера. Устройство установлено в адсорбере (6), которое имеет входной патрубок для газа (7).

Распределительное устройство работает следующим образом: газ поступает в адсорбер (6) через входной патрубок (7), обтекает поверхности колец (1–2) и круглой перегородки (3), одновременно проходя через соосные отверстия колец перпендикулярно оси устройства, направляясь вниз на поверхность адсорбента.

В результате выравнивания потока газа в кольцевом устройстве количество неокрашенных гранул уменьшается, снижается и количество сильноокрашенных гранул. Увеличение влажности газа, температуры и скорости потока газа приводит к изменениям в распределении потока: по мере увеличения нагрузки на цеолит (повышении температуры и влажности потока газа) растёт количество «мёртвых зон» и зон канального прохода газа. Условия экспериментов приведены в таблице, а результаты исследования распределения потока газа в адсорбере в зависимости от условий и распределение гранул по интенсивности окраски представлено на рис 3.

Таблица 1

**Условия экспериментов по распределению потока газа в адсорбере**

Распределительное устройство	№ п/п	Условия эксперимента*		
		V, дм <sup>3</sup> /мин	H, мг/м <sup>3</sup>	T, °C
Круглая перегородка	1	50	35	70
	2	50	45	80
Кольцевое устройство	3	50	35	70
	4	50	45	80
	5	65	45	80
Кольцевое устройство с магнитами	6	50	35	70
	7	50	45	80
	8	65	45	80

\* V — объёмная скорость потока, дм<sup>3</sup>/мин.; H — влагосодержание газа, мг/м<sup>3</sup>, T — температура газа в колбе, °C



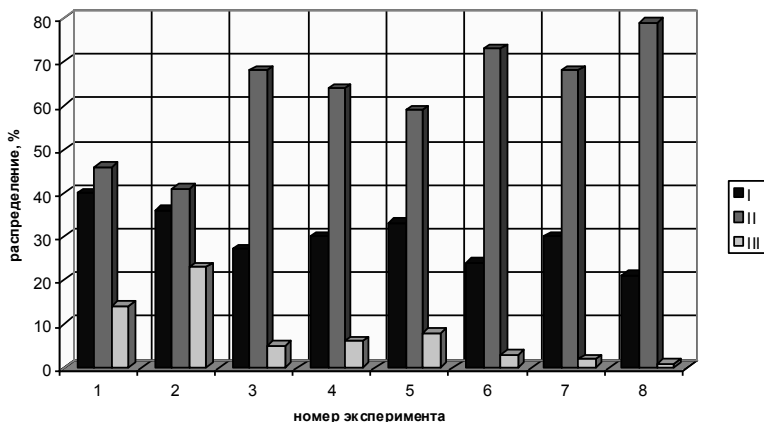


Рис. 3. Зависимость распределения потока газа в адсорбере по интенсивности окраски гранул цеолита: I — сильноокрашенные; II — среднеокрашенные; III — слабоокрашенные и неокрашенные (условия экспериментов приведены в табл. 1)

Видно, что повышение нагрузки на цеолит снижает равномерность распределения потока газа, а применение кольцевого устройства — значительно способствует выравниванию потока, так же как и дополнение конструкции постоянными магнитами.

На рис. 4 показана эффективность распределения потока газа в сравнимых условиях для трех типов распределительных устройств: с круглой перегородкой, с кольцевым устройством и с кольцевым устройством, снабжённым постоянными магнитами (эксперименты номер 2, 4 и 7).

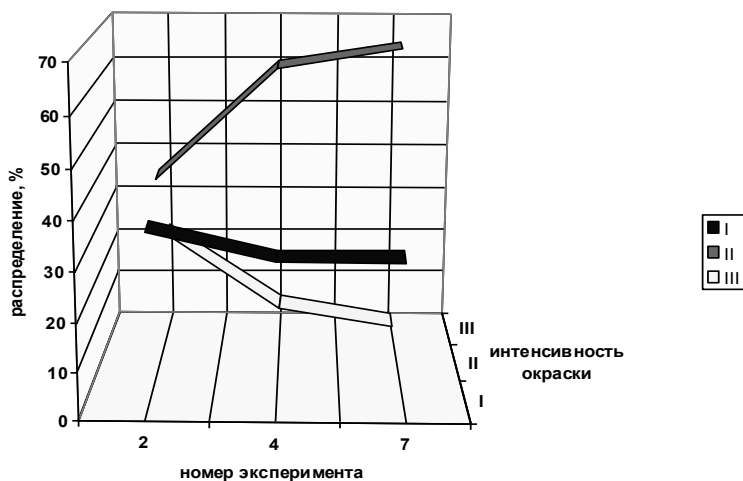


Рис. 4. Влияние конструкции распределительного устройства на интенсивность окраски гранул в адсорбере



Очевидно, что решающее значение в равномерности распределения потока газа имеет применение кольцевого устройства, а дополнение конструкции устройства постоянными магнитами позволяет ещё больше увеличить эффективность устройства.

Таким образом, экспериментальные исследования показали, что применение разработанного нами кольцевого устройства, снабжённого постоянными магнитами, позволяет практически исключить мёртвые зоны в слое цеолита и, тем самым, повысить эффективность процесса адсорбции и увеличить межрегенерационный период адсорбента на блоке осушки.

## Подбор оптимальной гаммы долот для бурения эксплуатационных скважин в центральной зоне Оренбургского НГКМ

*Ю. В. Киселев*

*Филиал «Оренбург бурение» ООО «Газпром бурение»*

Бурение эксплуатационных скважин на ОНГКМ осуществляется согласно групповым рабочим проектам №№ 243, 216, 215.



Предусматривает бурение интервала 10–200 м долотом диаметром 393,7 мм и последующим спуском кондуктора диаметром 324 мм.

Бурение интервала 200–1400 м долотом диаметром 295,3 мм и спуск 9" (244,5 мм) технической колонны.

Бурение интервала 1400–1600 м долотом диаметром 215,9 мм под 7" (177,8 мм) эксплуатационную колонну.

И последующее бурение открытого ствола долотом диаметром 149,2 мм до проектной глубины 2300 м.



Бурение интервала 200–1400 м под техническую колонну, представленный в верхних интервалах глинами, песчаником, доломитами и алевролитами Татарского, Казанского и Уфимского горизонтов, а в нижних интервалах, преимущественно, солями Иреньского горизонта.

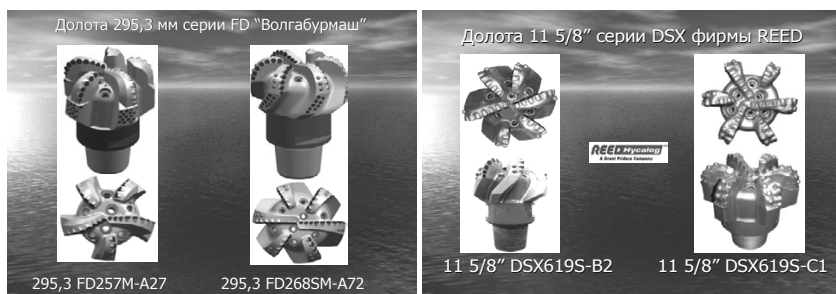
До 2004 г. данный интервал бурился трехшарошечными долотами с механической скоростью, значительно уступающей проектной.

В 2005–2007 гг. произошло практически полное замещение долотами режущего типа (PDC) производства ВБМ серии FD.

А именно, 295,3 FD257 M-A27, 295,3 FD268SM-A72, последнее в результате отработки показало ряд конструктивных недоработок (в частности, высота лопастей превышала установленные на них резцы).

Вызов представителей ВБМ, конструктора по алмазному породоразрушающему инструменту, несмотря на конкретные замечания технологической и аварийной служб филиала, к положительным результатам не привел. Разработка долота удовлетворяющего конкретным геолого-технологическим условиям бурения, осталась на стадии протоколов.

И даже повышение средних показателей проходки на долото, механической скорости бурения, долота производства ВБМ не отвечали проектным требованиям.



В 2007 г. и 2008 г. бурение данного интервала производилось уже долотами PDC серии DSX производства REED Нусалог, в сочетании с долотным сопровождением (долотный сервис).

А именно, 11 5/8" DSX 619S-C1, 11 5/8" DSX 619S-B2.

Данные долота:

- представляют собой более агрессивное вооружение;
- имеют увеличение угла атаки резцов;
- имеют вставки позади резцов PDC, воспринимающие большую часть ударных нагрузок и лимитирующие глубину внедрения реза в породу, снижая моментомкость долота;
- обладают режущей структурой самих резцов (TReX), представляющие собой острую, низкосидящую, стойкую к износу режущую кромку;
- имеют многофункциональный стальной корпус, который представляет собой стойкую к абразивному износу режущую кромку;
- обладают улучшенной гидравликой. Насадки расположены как на центральной, так и на внешней частях долота. Значительно улучшено ради-



альное распределение гидравлической энергии. Огромное количество гидравлической энергии направлено к периферии, где оно наиболее необходимо;

- показали высокие показатели механических скоростей, проходки на долото (стойкости) долота.

Данный интервал является самым протяженным при строительстве эксплуатационных скважин (более 50% общей проходки) и при этом имеет самый высокий показатель проектной механической скорости (4 м/час), поэтому высокие показатели механических скоростей положительно сказались на общих показателях (увеличение рейсовой скорости, сокращение долблений, увеличение коммерческой скорости).

На основе проведенного анализа долота 11 5/8" DSX 619S-C1, 11 5/8" DSX 619S-B2 рекомендуются для бурения интервала под 9" техническую колонну на Оренбургском НГКМ, как показавшие самые оптимальные результаты при опытно-промышленных испытаниях.



Бурение интервала под эксплуатационную колонну 1400–1600 м, представленный преимущественно ангидритами и гипсами Филипповского горизонта.

До 2004 г бурение осуществлялось трехшарошечными долотами с механической скоростью в 1,5–2,0 раза ниже проектной.

В 2005–2007 гг. бурение долотами серии FD 215,9 FD255 M-A21, 215,9 FD 355SM-A16, 215,9 FD368SM-A59. Данные долота показывали неплохие показатели при бурении вертикальных участков, отвечали соотношению стойкость — стоимость, но не обладали достаточной управляемостью при наборе угла.

В 2007–2008 гг. бурение долотами 8 S" DSX 613M-E3, 8 S" DSX 813M-F1, 8 S" DSX 616S-B4 (рулевое колесо), в сочетании с долотным сопровождением (сервисом).

Данные долота показали лучшую управляемость, что является немаловажным фактом при бурении участка набора кривизны. Более высокие показатели механических скоростей и проходки на долото.



Благодаря матричному корпусу (на тот момент ВБМ только в разработке), а также вторичной режущей структуре, за счет увеличения количества резцов данные долота обладают высокой стойкостью.

Новые резцы (NPI) более устойчивы к ударным нагрузкам и абразивному износу.

Технологической службой филиала совместно с представителями сервисной компании, осуществляющей долотный сервис, после вызова конструктора по алмазному породоразрушающему инструменту фирмы REED Hycalog, был разработан новый дизайн долота (8 S" DSX 616S-B4 (рулевое колесо)), как максимально отвечающий горно-технологическим условиям бурения данного интервала. А именно, интенсивный набор зенитного угла в породах, сложенных ангидритами и, особенно, гипсами.

Несмотря на непродолжительный интервал бурения, увеличение механической скорости проходки позволило существенно повысить ТЭП (сократить время механического бурения, количество СПО).



Проектная скорость бурения данного интервала составляет 1,57 м/час. К тому же при бурении на ГП-10 (проект № 216) предусматривает бурение данным диаметром долота в интервале 850–1710 м.



На основе проведенного анализа долото 8" DSX 613M-E3 рекомендуется для бурения вертикальных участков, а долото 8" DSX 616S-B4 (рулевое колесо) — при бурении участков набора кривизны, при бурении под 7" эксплуатационную колонну на Оренбургском НГКМ, как показавшие самые высокие показатели при опытно-промышленных испытаниях.

Бурение открытого ствола в интервале 1600–2300 м, представленного преимущественно известняком продуктивного Артинского горизонта.

До 2004 г. бурение осуществлялось трехшарошечными долотами, как отечественного, так и импортного производства, со средней механической скоростью 1,5 м/час, при проектной 2,8 м/час.

В 2004–2006 гг. бурение долотами ВБМ, а именно 149,2 FD355SM-A34.

Долото 149,2 FD355SM-A34 — первое долото из серии FD, прошедшее опытно-промысловое испытание в филиале. Несмотря на то, что сначала на каждое новое долото, испытываемое на объектах филиала, составлялся протокол технического испытания с целью выявления конструктивных недоработок для последующей разработки долота, максимально отвечающего горно-геологическим и технологическим требованиям, модель А-34 оказалась удачной, и, кроме дополнительного напыления (большая абразивная стойкость) на корпус долота, конструктивных изменений не претерпело. Данный тип долота применяется и сейчас при восстановлении скважин методом зарезки боковых стволов.



В 2007–2008 гг. бурение долотами 5 7/8" DSX613M-A2, 5 7/8" DSX713M-A3, 5 7/8" DSX711M-B1, с сервисным сопровождением.

Большее количество лопастей (6–7, у ВБМ 5), а следовательно и большее количество резцов позволило увеличить стойкость долота. Средние показатели механической скорости превосходят аналог ВБМ.

Также данные долота показали лучшую управляемость при бурении условно-горизонтального участка, что позволило сократить бурение с "установкой", для корректировки проектного профиля и бурить с вращением бурильного инструмента.

На основе проведенного анализа долото 5 7/8" DSX713M-A3 рекомендуется для бурения условно-горизонтальных участков при бурении открытого ствола на Оренбургском НГКМ, как показавшее самый высокий показатель механической скорости проходки при опытно-промышленных испытаниях.



Подводя итог выше сказанному, рассмотрим динамику изменения механической скорости в период 2005–2008 гг. под каждую колонну.



Для выполнения проектных скоростей, увеличения ТЭП, и достижения максимально возможных показателей самих долот необходимо применение качественных ВЗД при бурении всех интервалов, а также сильной насосной группы для обеспечения необходимой гидравлической энергии ВЗД и максимального использования гидромониторного эффекта.



## Моющие присадки к бензинам на базе оснований Манниха

*Н. С. Котова, Г. В. Тимофеева, И. К. Моисеев*

*ОАО «Средневожский научно-исследовательский институт  
по нефтепереработке» НИЧ ГОУ ВПО «Самарский государственный  
технический университет»*

Ужесточением экологических требований, предъявляемых к моторным топливам, все более усиливается значимость использования присадок и соответствующих добавок. Применение моющих присадок в автомобилях обеспечивает снижение концентрации вредных веществ в отработанных газах CO — на 15 %, углеводов и NO<sub>x</sub> на 10 %.

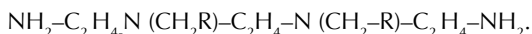
Исходя из структуры автомобильного парка и рабочих концентраций присадок, потребность в моющих присадках на перспективу после 2015 года может составить 5–10 тыс. т/год. Проблемам разработки и использования присадок к моторным топливам посвящено большое число монографий и обзоров, в том числе и отечественных. Ранее проведенными исследованиями была установлена высокая моющая эффективность в карбюраторных двигателях оснований Манниха, что послужило предпосылкой исследования моющей эффективности указанных соединений на клапанах.

Синтез оснований Манниха проводили на основе целевой фракции алкилфенола (АФ), отобранного на ООО «НЗМП», где он вырабатывается в качестве полупродукта при производстве алкилсалицилатных присадок к маслам. АФ содержит в качестве алкильного заместителя радикал C<sub>16</sub> — C<sub>18</sub> преимущественно в о- и п-положениях. В качестве двух других компонентов при синтезе использовали диэтилентриамин (ДЭТА) и параформ (ПФ). Образец № 1 основания Манниха был получен в среде бензола при соотношении АФ: ДЭТА: ПФ равном 2:1:2 с получением продукта, содержащего два алкилфенольных кольца. Его структура



здесь и далее R — алкил (C<sub>16</sub>–C<sub>18</sub>)фенольный радикал.

Аналогично синтезирован образец оснований Манниха на основе триэтилтетрамина (ТЭТА) при мольном соотношении АФ: ТЭТА: ПФ равном 2:1:2 (образец № 2):



Образец № 3 получен соответственно при мольном соотношении АФ: ТЭТА: ПФ, равном 1:1:1 с получением продукта, содержащего одно алкилфенольное кольцо:

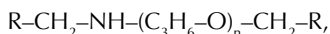


Из литературных данных известно применение в качестве моющих присадок к бензинам полиэфирных соединений, поэтому представляло интерес синтезировать основания Манниха с полиэфирной цепочкой в структуре.





Синтез такого соединения проводили с использованием в качестве аминопроизводного промышленного продукта — отвердителя ДА-200, представляющего собой полиоксипропиленамин с концевыми первичными аминогруппами. Полиоксипропиленамины — олигомерные алифатические амины — сополимеры окиси этилена и пропилена с концевыми первичными аминогруппами. Преимуществом использования в синтезе по реакции Манниха ДА-200 является отсутствие в его химической структуре конкурирующих аминогрупп, поэтому при соотношении АФ: ДА-200: ПФ, равном 2:1:2, должен получаться продукт (образец № 4,) соответствующий следующей формуле:



где  $n = 2$  или  $3$ .

Кинетические кривые синтеза оснований Манниха на различных аминах, в том числе на ДЭТА (обр. № 5), ДА-200, (обр. № 6) в растворителе- бензоле или нефрасе С2–80/120 (обр. № 2) приведены на рис. 1. Численные значения величин конверсии рассчитывались по количеству выделившейся воды.

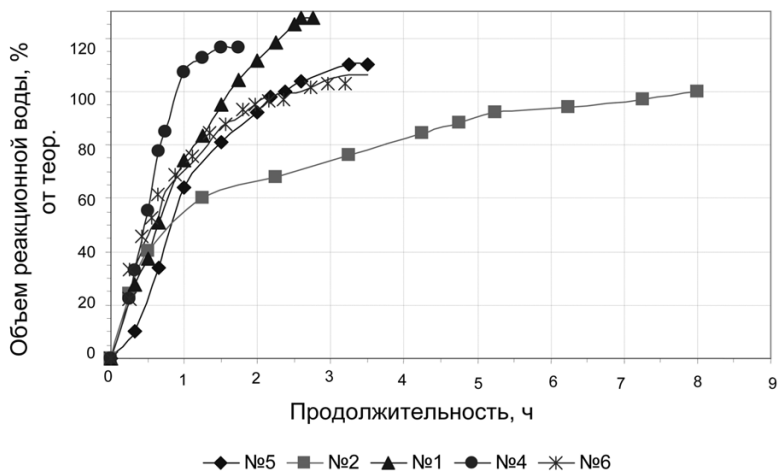


Рис. 1. Кинетические кривые синтеза оснований Манниха

Из приведенных данных следует, что использование бензина узкой фракции не является оптимальным для синтеза оснований Манниха на основе алкилфенолов. Получение продукта характеризуется большей по сравнению с бензолом продолжительностью процесса и накоплением значительных количеств побочного продукта. Спектральные исследования, проведенные на спектрометре Infracum FT-02, подтвердили ранее установленное, что образующееся соединение представляет собой продукт поликонденсации аминного компонента с формальдегидом. Данный продукт хорошо растворим в бутиловом спирте и, при отсутствии отрицательного влияния на моющие свойства оснований Манниха, может быть перераспределен в присадке посредством добавления его оптимальных количеств для получения гомогенно-



го продукта. Максимальная скорость реакции синтеза оснований Манниха наблюдается при использовании ПЭПА, что объясняется наличием в молекуле 2-х реакционноспособных вторичных аминогрупп, по которым преимущественно осуществляется синтез оснований.

Синтезированные образцы моющей присадки, получаемые по реакции Манниха на основе ДЭТА (образец № 1), ТЭТА (образец № 2,3) и образец № 4 на основе ДА-200 в виде 50 % растворов в ароматическом растворителе АР испытаны на предмет определения эффективности моющего действия по методике СТО АНН 40488460–001–2004 в ОАО «ВНИИНП». Результаты таких испытаний позволяют наиболее объективно подойти к установлению наиболее оптимальной структуры активного вещества присадки.

Объектом опытных испытаний являлись композиции автомобильных бензинов АИ-92 ЭК (ТУ 38.401–58–171–96 с изм. 1–6) Московского НПЗ с образцами моющих присадок. Присадка вводилась в бензин в концентрации 800 мг/кг и перемешивалась до полного растворения. Испытания проводили на полноразмерном четырехцилиндровом двигателе (модель ВАЗ-2101) по методике с целью оценки наличия положительного функционального эффекта от добавления присадки по эффекту сохранения чистоты карбюратора и впускных клапанов и отсутствия побочного отрицательного эффекта по величине показателя «масса нагара в камере сгорания».

Контрольные показатели оценки, предусмотренные в методике испытаний опытных образцов бензинов по СТО АНН 40488460–001-20-04, приведены в табл. 1.

Таблица 1

**Моющая эффективность синтезированных продуктов**

Испытуемый образец	Масса отложений на впускных клапанах, мг/клапан	Масса нагара в камере сгорания, мг/цилиндр	Карбюратор с уровнем загрязнения, балл	Средняя эффективность, %
База — бензин АИ-92ЭК	115	1144	9,5	-
База с обр.№ 1	13	1074	9,5	75
База с обр.№ 2	74	1048	9,5	64
База с обр.№ 3	161	1063	9,5	-40
База с обр.№ 4	65	1135	9,6	43

Сопоставление результатов, полученных на топливах с присадками, с результатами испытания чистого топлива без присадки показали высокую моющую эффективность для всех оснований Манниха, получаемых при соотношении реагентов 2:1:2.

Анализ полученных результатов испытаний показал, что лучший моющий эффект обеспечивает присадка (обр. № 1), которая обеспечивает хороший эффект по сохранению чистоты впускных клапанов и карбюратора и незна-



чительный эффект влияния на нагарообразование в камере сгорания. Присадки (обр.№ 2) и (обр. № 4) демонстрируют удовлетворительную эффективность по сохранению чистоты впускных клапанов при одновременном обеспечении достаточно хорошего состояния чистоты карбюратора и приемлемого уровня нагарообразования в камере сгорания.

Следует отметить, что состав присадки и, соответственно, состав растворителя существенно влияет как на эффективность действия присадки, так и на равномерность распределения присадки в бензине.

С целью оценки влияния состава растворителя на эффективность моющего действия присадки проведена наработка представительного образца активного вещества моющей присадки на основе целевого алкилфенола и диэтилентриамина на основе последнего получены присадки с различными растворителями — дизельным топливом, смесью ароматического растворителя (АР) с изобутиловым спиртом (масс. соотн. 1: 1), а также смесью АР с оксипропилированным спиртом (Лапрол 1052) (масс. соотн. 1: 1).

Полученные образцы присадок испытаны по методике СТО АНН 40488460–001–2004 для установления влияния растворителя-компонента присадки на ее моющую эффективность (табл. 2).

Таблица 2

### Результаты испытания эффективности моющих присадок

Топливо	Растворитель	Масса отложений на впускных клапанах, мг/клапан	Масса нагара в камере сгорания, мг/цилиндр	Карбюратор с уровнем загрязнения, балл	Средняя эффективность, %
Евро-95 ЭК	Без присадки	100	587	9,6	-
Евро-95 с присадкой на базе основания Манниха на основе ДЭТА (2:1:2)	Дизельное топливо	25	761	9,6	75
	АР: изобутиловый спирт	2	985	9,7	98
	АР: лапрол	14	929	9,6	86

Анализ результатов исследований по влиянию состава ряда компонентов-растворителей моющей присадки на эффективность моющего действия активного вещества показывает, что оптимальную моющую эффективность присадки на основе ДЭТА обеспечивает дизельное топливо, которое при высокой степени сохранения чистоты клапанов оказывает незначительное влияние на нагарообразование в камере сгорания.



## **Устройство поддержания защитного потенциала (УПЗП) на магистральных газопроводах и его объектах при аварийном отключении питающего напряжения оборудования ЭХЗ (УКЗ)**

*С. В. Красинский*

*ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»*

*Инженерно-Технический Центр*

На сегодняшний день ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» эксплуатирует более 9 тысяч км газопровода, обеспечивает бесперебойную подачу природного газа в Северо-Западный регион России, включая области Смоленскую, Тверскую, Псковскую, Новгородскую, Ленинградскую, Калининградскую, а также Республику Карелия. Магистральные газопроводы и газопроводы-отводы обеспечены ЭХЗ по протяженности и во времени. Однако на значительной части газопроводов существует проблема с отключением станций катодной защиты, связанная с перебоями электроснабжения. Одним из таких объектов, на котором проводилась апробация УПЗП является г-д «Волхов-Петрозаводск» который обеспечивает бесперебойное газоснабжение Республики Карелия.

Данный газопровод выполнен в одностороннем исполнении и является тупиковым. Поэтому важно обеспечение его надежного функционирования, включая систему противокоррозионной защиты газопровода.

**Защита подземных сооружений.** В настоящее время для защиты магистральных газопроводов и газопроводов-отводов от коррозии, в основном, используются установки катодной защиты. Станции катодной защиты (преобразователи), входящие в состав установок катодной защиты, работают от источника переменного тока напряжением 220 В.

По состоянию на 01.01.2010 г. ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» эксплуатирует более 800 преобразователей. Из них около 56 %, получают электроэнергию от сторонних источников питания (районные электрические сети 3 категории, допускающие перебои электроэнергии до 24 час.). Резервирование по электроснабжению отсутствует.

Простои преобразователей из-за отсутствия электроэнергии в 2009 г. составили более 3000 часов.

Обеспечение непрерывной защищенности по протяженности и во времени — основное требование к эксплуатации средств электрохимической защиты. Частые отключения электропитания приводят к деполяризации защищаемых сооружений и подвергают их интенсивным коррозионным процессам, что значительно снижает надежность работы газотранспортной системы и увеличивает риск опасности аварий.

**Основание для разработки УПЗП.** Выше озвученная проблема с перебоями в электроснабжении, особенно на участках имеющих 3 категорию, побудила специалистов ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» заняться решением этого вопроса.

**Устройство УПЗП.** Совместно с предприятием ООО «Антикор-3» было



разработано и изготовлено устройство для поддержания защитного потенциала (УПЗП).

В состав устройства входит:

- блок управления, индикации и цифрового отображения информации;
- блок преобразования напряжения и тока;
- коммутационный блок;
- блок передачи информации;
- счетчик времени наработки;
- зарядное устройство.

УПЗП размещается в отдельном контейнере антивандального исполнения.

Оно подключается к станции катодной защиты без каких либо конструктивных изменений установки катодной защиты и изменения режимов работы СКЗ.

### Схема подключения

Схема защиты газопровода от источника питания 220 В.

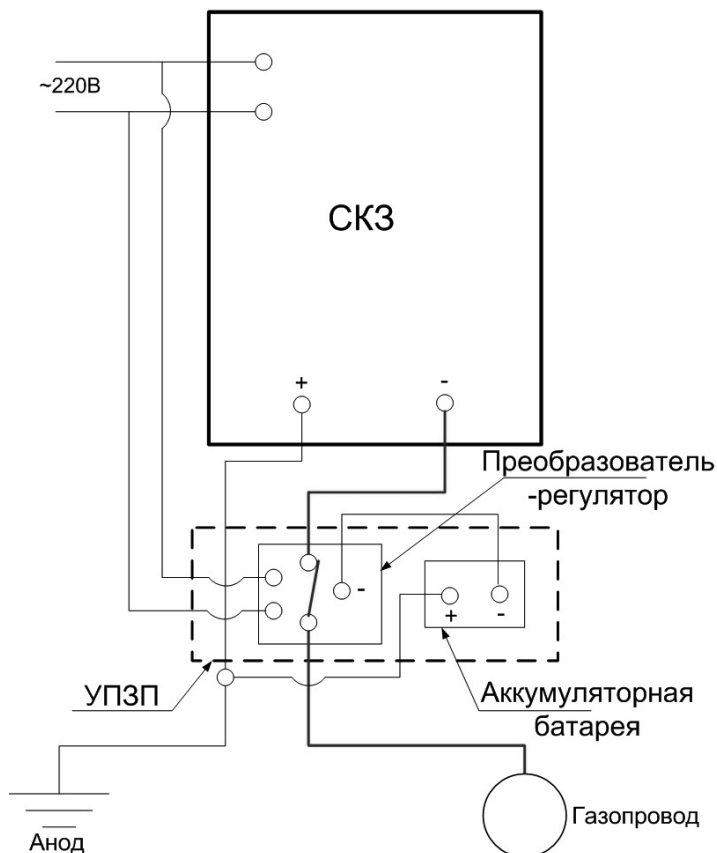
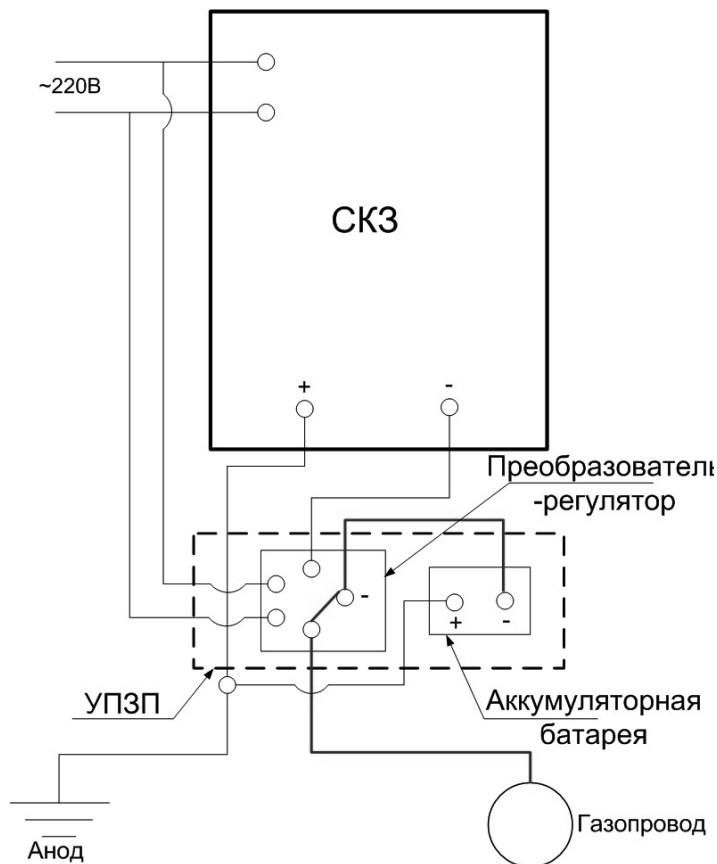




Схема защиты газопровода при отсутствии питания 220 В.



При аварийном отключении питания на станции катодной защиты (СКЗ) УПЗП автоматически включается в режиме поддержания защитного тока или защитного потенциала. В качестве источника питания устройства используются серийные аккумуляторные батареи. Это позволяет обеспечить бесперебойную защиту газопровода, повысить надежность работы газотранспортной системы, снизить риск возникновения аварий. Автономная работа УПЗП зависит от емкости АБ и от заданных режимов работы. При возобновлении питания от основного источника ( $\sim 220\text{ В}$ ), УПЗП автоматически отключается и переходит в режим подзарядки аккумуляторных батарей.

Устройство УПЗП позволяет оперативно и дистанционно контролировать состояние средств катодной защиты газопровода. Для передачи информации устройство оснащено GSM модемом и антенной. Через заданный промежуток времени устройство отправляет SMS сообщения содержащие:



- значения тока;
- значения напряжения;
- значения защитного потенциала;
- значения времени наработки;
- значение заряда аккумуляторных батарей.

### Заключение

Устройство для поддержания требуемых НД параметров работы системы противокоррозионной защиты предназначено для обеспечения надежного функционирования ЕСГ, включая систему противокоррозионной защиты газотранспортных объектов. Технические решения, реализованные в данной разработке, направлены на развитие технологий и совершенствование оборудования системы противокоррозионной защиты.

## **Оптимизация технологической схемы при внедрении компактного электростатического коалесцентора фирмы «KVAERNER»**

*Е. Ю. Кречетникова*  
*ОАО «Самотлорнефтегаз»*

Содержание в нефти воды и водных растворов минеральных солей вызывает образование стабильных нефтяных эмульсий и создает затруднения при подготовке нефти.

По причине все более ужесточающихся требований ГОСТ Р, предъявляемых к качеству подготавливаемой нефти для сдачи ее в систему АК «Транснефть», а также для борьбы со стабильными эмульсиями, стало необходимым внедрение более эффективных на сегодняшний день видов технологического оборудования по подготовке нефти.

*Целью данной работы является:*

1. Применение компактного электростатического коалесцентора фирмы «KVAERNER» с целью оптимизации технологической схемы КСП-3.
2. Уменьшение металлоемкости существующего оборудования.
3. Экономическое обоснование применения компактного электростатического коалесцентора фирмы «KVAERNER» при реконструкции технологической схемы.

### **1. Существующая технологическая схема подготовки нефти КСП-3**

Поступая с 1 степени сепарации, газоводонефтяная эмульсия с введенным в нее реагентом — деэмульгатором поступает в горизонтальные отстойники ОГ-200 П установки подготовки нефти. Нефть за счет внутренней наработки распределяется по всей площади аппарата равномерно и поднимается вверх.



Вода под воздействием силы тяжести оседает в нижней части аппарата. Газ, поднимаясь вверх аппарата, поступает на ступень газосепарации.

Частично обезвоженная нефть, обводненностью до 5%, поступает на нефтегазосепараторы КСУ, где происходит окончательная дегазация нефти. Газ с аппаратов КСУ поступает на ВКС, а дегазированная нефть с 5%-й обводненностью поступает в технологические резервуары РВС-5000 м<sup>3</sup> № 3,4 для окончательной подготовки.

С технологических РВС-5000 м<sup>3</sup> №№ 3,4 подтоварная вода поступает на очистные РВС-5000 м<sup>3</sup> №№ 11,13–16, а нефть, обводненностью до 0,5%, направляется в динамические РВС-5000 м<sup>3</sup> № 1,2, далее на приём насосов внешней перекачки.

Недостатками существующей схемы является:

- металлоемкость процесса подготовки нефти;
- большее время для дестабилизации нефтяной эмульсии ввиду отсутствия электростатического способа подготовки нефти;
- возможны срывы в процессе подготовки нефти при поступлении на объект устойчивых эмульсий, для дестабилизации которых необходимо увеличение расхода реагента-деэмульгатора.

## **II. Реконструкция существующей технологической схемы подготовки нефти**

До настоящего времени общепринятым было использовать для процесса подготовки нефти резервуары вертикальные стальные (РВС), что требует наличия свободных площадей под их строительство, увеличивает металлоемкость технологической схемы. При выборе оборудования для реконструкции КСП-3 также было принято решение о строительстве 2-х новых технологических резервуаров РВС-5000 м<sup>3</sup>.

В качестве примера реконструкции технологической схемы подготовки нефти рассмотреть возможность применения компактного электростатического коалесцентора фирмы «KVAERNER» взамен технологических резервуаров.

## **III. Компактный электростатический коалесцентор фирмы «KVAERNER»**

Компактный электростатический коалесцентор (далее по тексту — коалесцентор (СЕС)) представляет собой вертикальный высокоинтенсивный электростатический аппарат проходного действия, дестабилизирующий дегазированную нефтяную эмульсию.

Аппарат спроектирован на входную обводненность до 40%, и способен переносить колебания содержания воды до 100%.

При его использовании также возможно снижение расхода реагента — деэмульгатора в среднем на 40%.

Коалесценторы различаются по характеристикам:

- количество каналов: от 2 до 14;
- диаметр аппарата: от 609 до 1524 мм;
- высота: от 5060 до 6700 мм;
- производительность: от 2703 до 34980 м<sup>3</sup>/сут;





- вес: от 4,31 до 60 тн;
- максимальное давление: до 4,65 МПа;
- максимальная температура: до 149 °С [2].

При входе в коалесцентор нефть попадает в кольцеобразные проточные каналы, внутри которых проложены силовые электроды. Под воздействием электрического поля в нефти формируются более крупные глобулы подтоварной воды. При выходе из СЕС и попадании в сепаратор ниже по потоку происходит быстрый процесс дестабилизации нефтяной эмульсии, что ускоряет процесс подготовки товарной нефти.

#### **IV. Предлагаемая технологическая схема подготовки нефти с применением компактного электростатического коалесцентора фирмы «KVAERNER»**

Предлагается установить 2 компактных электростатических коалесцентора (СЕС) по выходу нефти с горизонтальных отстойников ОГ-200 П.

Нефть обводненностью до 5 % поступает в коалесцентор, где под воздействием электрического поля стабильная нефтяная эмульсия дестабилизируется и поступает на прием аппаратов КСУ. В аппаратах КСУ происходит более быстрое отделение воды от нефти и сброс воды через трубопровод в нижней части аппарата на очистные ПВС. Для этого аппараты КСУ дополнительно необходимо переобвязать трубопроводом с клапанной сборкой и дисковыми затворами.

Газ с НГС КСУ поступает на ВКС. Разгазированная и обезвоженная нефть поступает сразу в динамические нефтяные ПВС-5000 м<sup>3</sup> № 1,2 для окончательной подготовки, далее на приём насосов внешней перекачки.

Технологические ПВС при этом исключаются из технологической схемы подготовки нефти, так как по выходу с КСУ достигается обводненность нефти до 0,3 %.

Достоинствами существующей схемы является:

- меньшая металлоемкость (компактный вертикальный тип аппарата);
- возможность снижения расхода реагента — деэмульгатора на 30–50 %;
- уменьшение обводненности по выходу нефти с УУН;
- меньшее время на подготовку нефти.

#### **V. Применение компактного электростатического коалесцентора фирмы «KVAERNER» в нефтегазовой отрасли**

Компактный электростатический коалесцентор (СЕС) относительно новая разработка. В России его пока нет, и его продвижение на российский рынок только начинается. Связано это в большей степени в стоимости оборудования.

Установка прошла успешные испытания в Исследовательском центре компании NORSK HYDRO в Норвегии с использованием нефти различной плотности.

Промышленная установка СЕС была изготовлена по заказу фирмы STATOIL для месторождения в Северном море (Норвегия). Установка непрерывно работает с начала июля 2002 года со 100 % показателями по надежности.



## VI. Экономическая часть

Экономический эффект при внедрении компактного электростатического коалесцента фирмы «KVAERNER» по сравнению со строительством новых нефтяных технологических РВС за 20 лет эксплуатации составил:

Таблица 1

### Капитальные затраты (CAPEX), млн руб.

Затраты на 2 единицы оборудования	Технологические нефтяные резервуары (CAPEX 1)	Компактный электростатический коалесцентор (CAPEX 2)
Оборудование	12,487	28,2
СМР, материалы	71	25,1
Σ CAPEX	83,487	53,3

Таблица 2

### Операционные затраты (OPEX), млн руб.

Затраты на 2 единицы оборудования за 20 лет	Технологические нефтяные резервуары (OPEX 1)	Компактный электростатический коалесцентор (OPEX 2)
Зачистка	5,5	0,6
Диагностика	0,7	0,17
Капитальный ремонт	12,5	0,91
Электроэнергия	0	3,999
Реагенты — деэмульгаторы	106,797	74,758
Σ OPEX	125,497	80,437

Таблица 3

### Показатели экономической эффективности

Чистая приведенная стоимость (NPV), млн руб	33,388
Индекс прибыльности (PI)	1,66
Срок окупаемости (DPP)	0,8
ЕВITDA, млн руб	42,123

## Заключение

Применение компактных электростатических коалесцентов (СЕС) ОАО «Самотлорнефтегаз» позволит:

Улучшить качество и время подготовки нефти.

Уменьшить количество используемого реагента — деэмульгатора.



Уменьшить металлоемкость технологической схемы подготовки нефти.

Улучшить экологическую обстановку (в связи с уменьшением количества резервуаров уменьшится количество больших и малых дыханий).

На порядок повысить уровень промышленной и технологической безопасности (снижение числа отказов, снижение вероятности возникновения угрозы экологической безопасности, стабильный режим подготовки).

Снизить уровень профессиональных рисков и заболеваний (уменьшение количества ремонтов: уменьшает риск возникновения несчастных случаев при производстве зачистных и ремонтных работ, уменьшает временной интервал вредного воздействия на обслуживающий персонал).

## **Применение термогазодинамических сепараторов при промысловой подготовке природного газа**

*П. А. Кудрин*  
ОАО «НОВАТЭК»

Разработка и внедрение передовых технологий в области добычи и подготовки углеводородов имеет первостепенное значение среди российских производителей природного газа. В условиях, когда запасы наиболее крупных, эксплуатируемых сегодня, месторождений почти выработаны и уровни добычи по ним существенно снижаются, возникает острая необходимость в расширении ресурсной базы и в вводе в эксплуатацию новых объектов. В этой связи необходимо обратить пристальное внимание на освоение месторождений морского шельфа, разработку глубоко залегающих горизонтов (ачимовские, юрские отложения), а также освоение маломощных месторождений со сложной геологической структурой. Используемые на сегодняшний день технологии промысловой подготовки природного газа недостаточно эффективны, чтобы справиться с реализацией таких сложных проектов, следовательно, необходимо найти пути усовершенствования существующих технологических решений, а так же внедрять новые разработки в области газопромыслового оборудования.

На сегодняшний день самым распространенным способом разработки газоконденсатных месторождений является технология низкотемпературной сепарации с применением дросселирующих устройств, эжекторов либо турбодетандеров. Эта технология подготовки реализована на всех газоконденсатных месторождениях разрабатываемых компанией ОАО «НОВАТЭК».

Рассмотрим варианты технологических схем низкотемпературной сепарации:

### **1. Применение эжекторов.**

Технология основана на охлаждении газа за счет его расширения после сужающего устройства (эжектора) до температурного уровня  $-25$  ч  $-30^{\circ}$  С и дальнейшем разделении двухфазного потока в низкотемпературном сепараторе. При этом эжектор позволяет утилизировать низконапорные газы выветривания. Для предотвращения образования гидратов используется ин-



гибитор гидратообразования (метанол, гликоль и т.д.). В этом варианте потенциальная энергия газа расходуется недостаточно эффективно, так как идет только на понижение температуры газа.

## 2. Применение турбодетандеров.

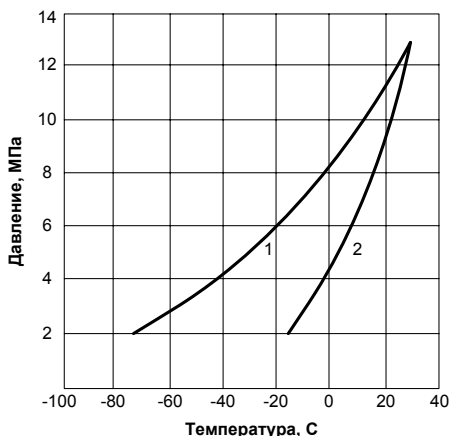


Рис. 1. Снижение температуры газа при изэнтропийном (1) и изэнэнтальпийном (2) расширении газа

дандер, вследствие чего появляется необходимость в строительстве дополнительной ступени сепарации газа (С-2).

Наличие высокоскоростных вращающихся деталей приводит к снижению эксплуатационной надежности.

## 3. Применение термогазодинамических сепараторов (ТГС).

Данная технология основана на охлаждении газа за счет его расширения, при котором газ разгоняется до сверхзвуковых скоростей, а за счет центробежной силы происходит разделение жидкой и газовой фазы.

### Конструкция и принцип работы

Исходный поток многокомпонентного углеводородного газа закручивают в завихрителе (2). После чего его продольно разгоняют до сверхзвуковых скоростей в сопле Лаваля (3). При этом внутренняя энергия газового потока переходит в кинетическую, а статические давление и температура в потоке резко снижаются. Это приводит к конденсации углеводородных компонентов  $C_{3+в}$  и паров воды. Полученная жидкая фаза за счет центробежных сил отбрасывается к стенкам сепарационной камеры (4) и отводится в разделительную ёмкость через патрубок (6). Газ, выделившийся в разделительной емкости, возвращается обратно в поток (7) при помощи эжектирования. Очищенный

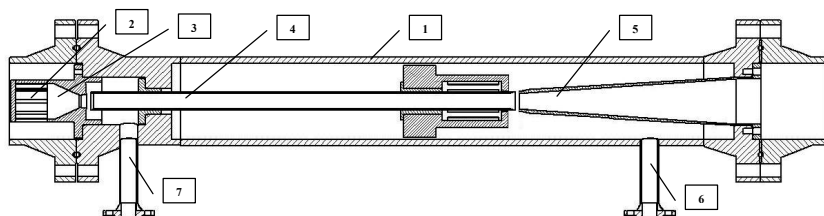


Рис. 2. Термогазодинамический сепаратор: 1 — корпус; 2 — завихритель; 3 — сопло Лаваля; 4 — камера смешения; 5 — диффузор; 6 — патрубок отвода жидкости; 7 — патрубок подвода пассивного газ

газовый поток затормаживают в диффузоре (5) с частичным восстановлением давления и температуры.

По эффективности этот процесс сравним с применением турбодетандеров, но обладает рядом преимуществ:

- Нет потерь энергии на вращающихся деталях.
- Отсутствуют движущиеся части, что повышает надежность и долговечность работы, а так же упрощает техническое обслуживание.
- Нет жестких ограничений по содержанию в газе капельной жидкости.
- Достаточно высокая степень восстановления давления, то есть промышленная подготовка газа может осуществляться при перепаде давления 1,0–2,5 МПа.

Авторские права на данный аппарат защищены совместным патентом ОАО «НОВАТЭК» и ООО «УК «РусГазИнжиниринг» № 74308.

На сегодняшний момент данный аппарат проходит промышленные испытания на Юрхаровском месторождении.

Зарубежным аналогом является «3S» сепаратор разработки TransLang Technologies Ltd. (Calgary, Canada)

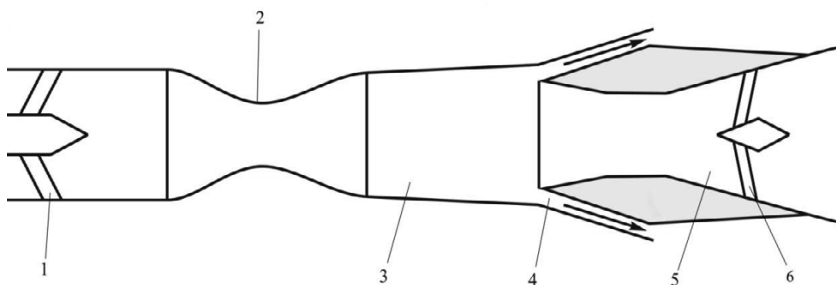


Рис. 3. «3S» сепаратор: 1 — закручивающее устройство; 2 — до/сверхзвуковое сопло; 3 — рабочая часть; 4 — устройство для отбора газо-жидкостной смеси; 5 — диффузор; 6 — выпрямитель потока

На графике на рис. 4 видно, что эффективность охлаждения газа при применении данного устройства значительно выше, чем при применении турбодетандеров и дросселирующих устройств.

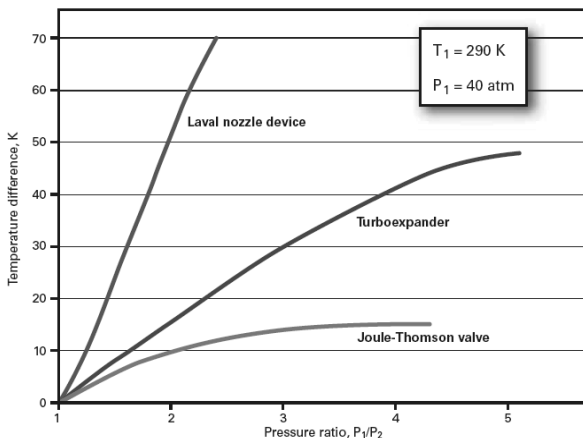


Рис. 4. Зависимость изменения температуры от перепада давления

«3S» сепараторы показали положительный эффект при промышленных испытаниях на Заполярном, Губкинском месторождениях, а также ряде других объектов в России и за рубежом.

По сравнению с «3S» сепаратором, термогазодинамический сепаратор обладает рядом дополнений и усовершенствований:

- Используется более эффективное закручивающее устройство с тангенциальным входом газа.
- Увеличена длина камеры смешения для увеличения времени конденсации жидкости
- Добавлен узел эжектирования газов выветривания из разделительной емкости для удаления из конденсата легких углеводородов для дальнейшей транспортировки до места переработки по трубопроводу.

За счет того, что ТГС производится и обслуживается российской компанией, а также значительно меньше транспортные расходы, его цена на 25–30% меньше зарубежного аналога.

#### Технологические схемы промышленной подготовки углеводородных газов с применением термогазодинамических сепараторов

Предложены варианты технологических схем с применением термогазодинамических сепараторов для промышленной подготовки природного ипутного нефтяного газа:

##### 1. Подготовка газа газоконденсатных залежей (рис. 5)

Данная схема позволяет обеспечить подготовку газа до товарного качества, а также повысить процент извлечения тяжелых углеводородов  $C_{5+B}$ . Немаловажным положительным моментом в данной схеме является то, что процесс образования гидратов возможен только в разделительной емкости Р-1, так как сам процесс сепарации в ТГС происходит в безгидратном режиме.

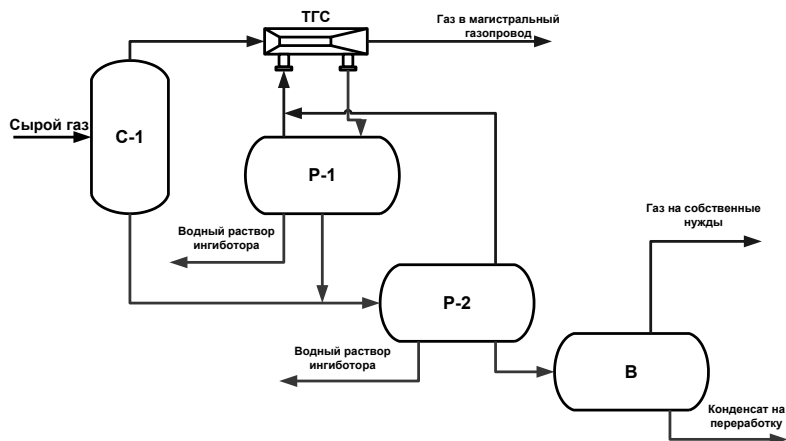


Рис. 5. Технологическая схема подготовки газа с применением ТГС

Это связано с тем, что время разделения жидкой и газовой фазы в сепараторе настолько мало, что гидраты не успевают сформироваться. Поэтому подача ингибитора необходима только на входе в емкость P-1.

## 2. Подготовка попутного нефтяного газа (рис. 6)

Перспективным направлением применения ТГС является подготовка попутного нефтяного газа. Это связано с тем, что при подготовке нефти выделившийся газ обладает низким давлением, и стандартные схемы с при-

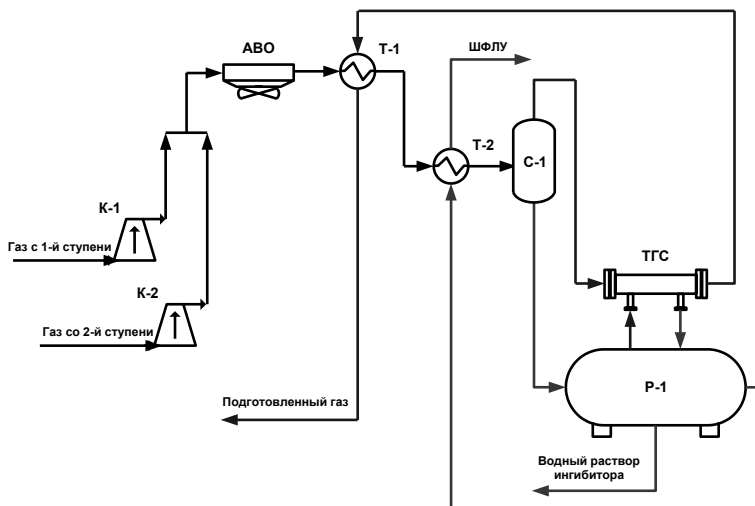


Рис. 6. Технологическая схема подготовки попутного нефтяного газа



менением дросселирующих устройств и турбодетандеров в данном случае малоэффективны, так как необходимо строительство мощных компрессорных установок и крупногабаритного оборудования. Это приводит к высоким капитальным затратам и данный проект становится нерентабельным. В случае с применением ТГС, нет необходимости существенно поднимать давление входного газа, так как для подготовки до товарного качества достаточно перепада давления 20% от входного давления, а применяемое при этом оборудование обладает значительно меньшими габаритными размерами.

### Экономический эффект применения ТГС

В таблице приведена сравнительная оценка стоимости основного оборудования технологии низкотемпературной сепарации с применением эжектора и ТГС (так как технология с применением турбодетандеров более дорогая, она не рассматривалась). За основу взята технологическая нитка производительностью 10 млн м<sup>3</sup>/сут.

НТС с эжектором	Млн руб.	НТС с ТГС	Млн руб.
Блок сепаратора первичного С1 с пробкоуловителем	40	Блок сепаратора первичного С1 с пробкоуловителем	40
Теплообменник «газ-газ» Т1	10	ТГС	10
Теплообменник «жидкость-газ» Т2	2	Блок разделительной емкости Р1	30
Блок разделительной емкости Р1	25	Блок разделительной емкости Р2	25
Блок сепаратора С2 с разделительной емкостью Р2	35	Блок выветривателя В	16
Блок эжектора Э	8		
Блок выветривателя В	16		
СМР	15	СМР	10
ИТОГО	151	ИТОГО	131

Разница в стоимости основного оборудования составит порядка 20 млн руб. За счет меньших габаритных размеров и более простой конструкции сократятся также стоимость вспомогательного оборудования и эксплуатационные затраты.

### Выводы

Проведя сравнительный анализ применяемых на сегодняшний день технических решений и технологических схем промышленной подготовки природного и попутного нефтяного газа, был предложен альтернативный вариант с применением термогазодинамического сепаратора. Основными достоин-





ствами данной технологии являются высокая эффективность работы, а также простота и надежность конструкции.

Технологические схемы с применением термогазодинамического сепаратора могут быть предпочтительны, особенно в тех случаях, когда недостаточно перепада давления для промышленной подготовки углеводородных газов при использовании стандартных схем с эжектором или детандером.

Учитывая тот факт, что в 2012 году вступит в силу закон, обязывающий нефтегазовые компании производить полную утилизацию попутного нефтяного газа, применение предложенной технологии приобретает особую актуальность.

### **Увеличение производительности до 320 000 т/год установки селективной очистки масел избирательными растворителями**

*М. И. Кужовник, А. Г. Балдин, А. А. Савинов*  
*ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»*

**Цель проекта** — увеличение производительности с 280 000 до 320 000 тонн в год установки селективной очистки масел ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖЕГОРОДНЕФТЕОРГСИНТЕЗ», избирательными растворителями за счет замены высокотоксичного растворителя — фенола менее токсичным N-метилпирролидоном.

**Выполнены:** расчеты материального, энергетического балансов установок селективной очистки масел, расчет и подбор вспомогательного оборудования.

**Процессы селективной очистки** предназначены для улучшения химического состава масляных дистиллятов и деасфальтизатов путем экстракции полициклических ароматических и смолистых соединений полярными растворителями. Очистка основана на способности полярных растворителей преимущественно растворять полициклические ароматические углеводороды и смолистые соединения, наличие которых в масле нежелательно. Основную роль в процессах селективной очистки играют силы Ван-дер-Ваальса, обеспечивающие взаимодействие полярных молекул растворителя с полярными или поляризуемыми молекулами сырья. Важными показателями процессов селективной очистки являются селективность и растворяющая способность растворителя. Сырьем процесса селективной очистки служат масляные дистилляты и деасфальтизаты, а также фракции дизельных топлив. Особое значение процесс селективной очистки имеет для производства нефтяных масел, так как в результате существенно улучшаются два важнейших эксплуатационных свойства масел: стабильность против окисления и вязкостно-температурные свойства. За период развития процесса было исследовано более 100 возможных растворителей, однако промышленного применения в производстве масел они не нашли. Основными промышленными растворителями в настоящее время являются фенол, фурфурол и находящийся все более широ-



кое применение **N-метилпирролидон**. В последние годы выявилась тенденция к снижению добычи нефтей с высоким потенциальным содержанием масел, что привело к ухудшению качества сырья, поступающего на маслоблоки. Поэтому все шире внедряется процесс селективной очистки **N-метилпирролидоном**. **N-метилпирролидон** имеет по сравнению с фенолом более высокую растворяющую способность. От фенола этот растворитель отличается значительно меньшей токсичностью.

В табл. 1 приведены основные физико-химические характеристики МП и фенола.

Таблица 1  
Основные физико-химические характеристики МП и фенола

Показатели	МП	Фенол
Молекулярная масса	99,1	94,11
Плотность при 25° С, кг/м <sup>3</sup>	1030	1071
Дипольный момент, Д	4,1	1,7
Температура, ° С		
вспышки	94	79
кипения	202	182
плавления	-24,2	41,1
начала разложения	320	460
Поверхностное натяжение при 20° С, мН/м	39,9	38,2 (50° С)
Теплота испарения, кДж/кг	493,1	479,1
Энтальпия, кДж/кг	1,67	22,2
Предельно допустимая концентрация (ПДК), мг/м <sup>3</sup> :		
В воздухе рабочей зоны	100	0,3
В водоёмах	0,5	0,001
Расход (на сырьё), кг/т	0,1	0,25
Растворимость в воде	Полная	Частичная (>66° С — полная)
Образование азеотропной смеси с водой	Не образуется	Образуется
Эмульгируемость системы масло-растворитель (в условиях экстракции)	Умеренная	Высокая
Вязкость при 50° С, мПа*с	1,01	4

Как видно, физико-химические свойства МП более благоприятны для процесса селективной очистки, чем фенола. Селективность растворения нежелательных компонентов масляных фракций у МП выше, чем у фенола, что при достаточно высокой растворяющей способности позволяет прово-



дить процесс экстракции без подачи антирастворителя (воды) в экстрактор. Это способствует снижению энергозатрат на регенерацию растворителя из рафинатного и экстрактного растворов.

Меньшая вязкость МП, а также большая скорость разделения фаз в процессе экстракции, несмотря на меньшую плотность его, позволяют увеличивать пропускную способность экстракционных колонн. Более высокая температура кипения МП, кажущаяся недостатком, способствует лучшему использованию тепла в теплообменниках для предварительного нагрева рафинатного и экстрактного растворов перед печью. МП легче отгоняется из масляных растворов при ректификации. Низкая температура застывания наряду с низкой токсичностью с точки зрения эксплуатационников являются основными преимуществами МП. Его основной недостаток высокая стоимость. Одной из важных характеристик растворителя является способность образовывать или не образовывать азеотропные смеси при кипении с водой. МП смешивается с водой в любых соотношениях, не образуя с ней (в отличие фенола) азеотропа, что облегчает его регенерацию из рафинатного и экстрактного растворов. Скрытая теплота испарения чистого МП выше, чем фенола. Несмотря на это, при отгонке, МП из рафинатного и экстрактного растворов расход тепла меньше, чем при отгонке фенола в таком же количестве

Далее приведены основные технико-экономические показатели.

Таблица 2

## Технико-экономические показатели

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	Проект	Аналог	Отклонение
1	Годовой выпуск продукции:				
1.1	в натуральном исчислении	тыс. тонн	172,786	142,800	29,986
1.2	в стоимостном исчислении	тыс. руб.	1248916,2	1103214,3	145701,9
2	Количество единиц основного оборудования	штук	9	9	0
3	Производительность единицы оборудования в единицу времени	тонн/час	4,36	3,81	0,55
4	Выручка от реализации	тыс. руб.	1382288	1142400	239888
5	Численность рабочих всего,	человек	35	35	0
5.1	в том числе: основные производственные рабочие	человек	23	23	0
6	Среднегодовая выработка на 1 работающего:				
6.1	в натуральном исчислении	тонн/чел.	4936,7	4080	856,7
	в стоимостном исчислении	тыс. руб./ч.	39493,94	32640	6853,94
6.2	на 1 рабочего:				
	в натуральном исчислении	тонн/чел.	7512,4	6208,7	1303,7
	в стоимостном исчислении	тыс. руб./ч.	60099,48	49669,57	10429,91



№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	Проект	Аналог	Отклонение
7	Капитальных затрат всего, в том числе:	тыс. руб.	66692,99		
7.1	затрата на реконструкцию	тыс. руб.	15388,29	51304,7	15388,29
8	Полная себестоимость единицы продукции	тыс. руб.	7,228	7,726	-0,498
9	Оптовая цена единицы продукции	тыс. руб.	8,0	8,0	0
10	Годовая прибыль	тыс. руб.	133371,79	39185,75	94186,04
11	Уровень рентабельности	%	10,68	3,55	7,13
12	Фондоотдача	руб./руб.	22,92	22,67	0,25
13	Фондовооруженность	руб./чел.	2621900	220639,1	2401260,9
14	Затраты на 1 рубль товарной продукции	руб./руб.	0,90	0,97	-0,07
16	Срок окупаемости	лет	1		

Из расчетов видно, что реконструкция установки селективной очистки масел путем замены растворителя устройства целесообразна и позволит получить прибыль в размере более 94 млн руб. Экономическая эффективность достигается за счет снижения себестоимости и увеличения производственной мощности установки. Снижение себестоимости достигается за счет экономии: энергоресурсов, заработной платы, расходов на ремонт. Расчет срока окупаемости и капитальных вложений показал, что данные показатели соответствуют нормативам, принятым для предприятий нефтеперерабатывающей промышленности. Производство окупится за один год. В ходе работы подтверждена возможность оптимизации технологической схемы установки селективной очистки масел, для чего необходимо смонтировать колонну К-6а, насос-3шт, теплообменник-2шт, емкость-2шт и заменить растворитель фенол на N-метилпирролидон.

От реализации предложенных мероприятий ожидаются следующие эффекты:

- Снижение энергозатратности процесса на 9%;
- Возможность с увеличением производительности до 320000 т/год;
- Улучшение условий эксплуатации насосного и теплообменного оборудования, и как следствие, повышение надежности работы;
- Улучшение условий труда технологического персонала, связанное с заменой растворителя (фенол) на N-метилпирролидон.
- Повысить отбор рафината на 2%

Снижение категории взрывоопасности блоков установки со II категории на III. Масла, вырабатываемые с применением N-метилпирролидона по качеству не уступают маслам фенольной очистки. Выбран оптимальный, сбалансированный вариант для предприятия с учетом существующих мощностей.



В результате проведения реконструкции:

- Годовой выпуск продукции в натуральном исчислении увеличится на 29,986 тыс. тонн/год, в стоимостном исчислении на 145701,9 тыс. руб./год.
- Позволит получить прибыль в размере более 94 млн руб. год.
- Производительность по сырью увеличится до 32000 т/год, калькулируемая продукция 172786 т/год.
- По топливу затраты уменьшатся на 5383,82 тыс. руб./год.

Нетоксичность, высокая селективность и легкость применения для очистки парафинового и нефтяного масляного сырья обуславливают преимущества N-метилпирролидон для замены фенола или при строительстве новых установок селективной очистки.

## **Разработка и исследование технологии адсорбционной очистки газов дыхания резервуаров хранения стабильного газового конденсата**

*А. В. Кулаков*

*ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Резервуары хранения углеводородного сырья и продуктов его переработки являются достаточно крупными источниками вредных выбросов в атмосферу. Загрязнение воздуха происходит в результате «малых» и «больших» дыханий резервуаров при выделении паро-воздушной смеси, содержащей легко испаряющиеся органические соединения, в том числе, сероводород и низкокипящие меркаптаны. Так, в составе стабильного конденсата Астраханского газоконденсатного месторождения содержится 50 мг/кг сероводорода и 1700 мг/кг меркаптанов. «Малые» дыхания резервуара происходят в течение суток и связаны с температурными колебаниями. «Большие» дыхания связаны с вытеснением паро-воздушной смеси в процессе заполнения резервуара нефтепродуктом..

Как показали проведенные исследования, ежегодно при «больших» дыханиях резервуаров парка хранения стабильного конденсата У-515 Астраханского ГПЗ ООО «Газпром добыча Астрахань», в атмосферу поступает около 3500 кг токсичных веществ — сероводорода и меркаптанов (при производительности установки 3 млн тонн/год). Предотвращение вредных выбросов этих компонентов является чрезвычайно актуальной задачей.

Для снижения потерь углеводородного сырья при хранении в резервуарных парках (по литературным источникам) предлагается ряд технологических приемов и методов:

- использование в резервуарах плавающих крыш и понтонов, уменьшающих поверхность испарения;
- применение азотной подушки и других реагентов поверх нефтепродукта, предотвращающих его испарение;



- охлаждение паро-воздушной смеси с последующей конденсацией извлекаемых компонентов;
- использование компрессоров для откачки паров из резервуаров в буферную емкость с последующим их возвратом при снижении давления в резервуаре;
- абсорбция загрязняющих атмосферу компонентов;
- адсорбция загрязняющих компонентов поглотителем.

Наиболее востребованным методом сокращения потерь нефтепродуктов при хранении является применение понтонов, эффективность действия которых достигает 90%. Остальные способы предназначены для достижения максимальной степени защиты, однако, их распространение ограничено высокими капитальными и эксплуатационными затратами.

Среди перспективных методов улавливания вредных веществ заслуживает внимания процесс адсорбции, обеспечивающий высокую степень очистки газов до остаточного содержания извлекаемых компонентов (сероводорода, метил — и этилмеркаптанов) менее  $10^{-4}\%$ . Применение адсорбционного метода экономически целесообразно для очистки газов дыхания с низкой начальной концентрацией извлекаемых компонентов, особенно при использовании дешевых и (или) не требующих регенерации сорбентов. Оформление процесса в этом варианте включает лишь монтаж аппарата с неподвижным слоем сорбента, устанавливаемого около резервуара.

В зависимости от природы адсорбируемой примеси в качестве твердых сорбентов с заданной пористой структурой используют активные угли, природные глинистые материалы, силикагели, пористые стекла, активный оксид алюминия, цеолиты. Установлено, что для очистки газов от примесей сернистых соединений наиболее предпочтительны синтетические цеолиты, так как другие адсорбенты имеют более низкую адсорбционную емкость по этим компонентам вследствие неселективной соадсорбции других соединений.

Целью работы является изучение возможности очистки газов дыхания резервуаров парка хранения стабильного газового конденсата У-515 Астраханского ГПЗ от сернистых соединений (сероводорода и меркаптанов), и разработка технологии очистки, основанной на адсорбционном извлечении вредных компонентов синтетическими цеолитами.

Для этого были проведены лабораторные испытания по определению адсорбционной способности цеолита к компонентам газов дыхания резервуаров. В целях снижения эксплуатационных затрат на разрабатываемую технологию было принято решение использовать в качестве адсорбента отработанный регенерированный цеолит типа NaX с узла осушки водородсодержащего газа установки риформинга У-1.734 Астраханского ГПЗ.

Установлено, что этот цеолит обладает достаточно высокой адсорбционной способностью к компонентам газа дыхания резервуаров (более 16%) и может быть использован в качестве адсорбента при очистке паровоздушной смеси от серосодержащих соединений.

Проведенные в ходе работы экспериментальные и расчетные исследования позволили установить состав паровоздушной смеси, выделяемой в атмосферу при больших дыханиях резервуаров стабильного конденсата



на Астраханском ГПЗ. Содержание вредных загрязняющих атмосферу веществ в газе дыхания при этом составило: сероводорода — 600 мг/кг, меркаптанов — 170 мг/кг.

Сущность процесса адсорбционной очистки заключается в том, что во время заполнения резервуара стабильным конденсатом паровоздушная смесь (газ дыхания) вытесняется из резервуара и с температурой  $35 \pm 5$  °С поступает в адсорбер, где на цеолите происходит адсорбция меркаптанов, сероводорода, легких углеводородов. Очищенный газ дыхания из адсорбера поступает в атмосферу.

В процессе раскочки резервуара атмосферный воздух поступает сначала в адсорбер, а затем — в резервуар. При этом в адсорбере происходит десорбция компонентов стабильного конденсата, возвращаемых обратно в резервуар.

Десорбция компонентов стабильного конденсата происходит за счет:

- разности парциальных давлений этих компонентов в адсорбенте и воздухе;
- длительного пропускания через слой адсорбента воздуха, суточное количество которого более чем в 1500 раз превышает количество адсорбированных компонентов.
- превышения теплосодержания газа дыхания (отводимого количества тепла) над энергией испарения поглощенных компонентов с поверхности адсорбента (необходимого количества тепла).

Таким образом, в процессе раскочки резервуара происходит естественная частичная регенерация адсорбента и, следовательно, нет необходимости в разработке специальных методов регенерации адсорбента.

При последующем заполнении резервуара и вытеснении из него паровоздушной смеси цикл адсорбции компонентов стабильного конденсата повторяется.

Продолжительность и количество циклов адсорбции-десорбции компонентов стабильного конденсата будет зависеть от количества циклов заполнения и опорожнения резервуара.

Для уменьшения капитальных затрат было принято решение использовать в качестве адсорберов имеющиеся вертикальные аппараты, установленные у каждого резервуара, изначально предназначенные по проекту для щелочной промывки газов дыхания. Выполненный расчет процесса адсорбции показал, что объем загрузки цеолита в каждый из таких аппаратов является достаточным для поглощения вредных компонентов газа дыхания резервуара, выделяемого во время его заполнения в соответствии с принятой на Астраханском ГПЗ схемой.

Таким образом, разработанная технология адсорбционной очистки газов дыхания резервуаров хранения нефтепродуктов У-515 при её внедрении в производство позволит уменьшить выбросы загрязняющих веществ до минимального уровня.

Основными достоинствами разработанной технологии являются:

- высокая степень извлечения сернистых соединений;
- максимально низкие капитальные и эксплуатационные затраты;



- использование в качестве адсорбента отхода производства, обладающего при этом достаточной адсорбционной способностью по извлекаемым компонентам.
- отказ от специальных методов регенерации адсорбента и осуществление его естественной частичной регенерации;
- сокращение потерь углеводородов, возвращаемых обратно в резервуар.

В настоящее время разработанная технология внедрена в производство и успешно используется на У-515 Астраханского ГПЗ ООО «Газпром добыча Астрахань».

## **Повышение качества ремонта нагнетательных скважин**

*А. С. Кусакин*

*Пермский филиал ООО «Буровая компания «Евразия»*

Развитие нефтяной промышленности России в последние годы происходит на фоне заметного ухудшения структуры запасов нефти.

Растет доля запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах с неблагоприятными условиями ее извлечения. Также растет доля месторождений, расположенных на труднодоступных территориях, что требует увеличения капитальных вложений на их освоение, а также применения новых технологий и внедрение нового технологического оборудования.

Одной из важнейших особенностей развития нефтяной промышленности страны в последние четыре десятилетия явилось широкое внедрение современных высокоэффективных технологий и систем разработки, основанных на применении искусственного воздействия на пласты путем заводнения.

В настоящее время заводнение — это наиболее интенсивный и экономически эффективный способ воздействия, позволяющий значительно уменьшить количество добывающих скважин, увеличить их дебит, снизить затраты на 1 т добываемой нефти.

Актуально для Буровой компании «ЕВРАЗИЯ» — это своевременная сдача новых нагнетательных скважин, уменьшение количества повторных ремонтов при производстве КРС.

Основными элементами системы ППД являются: насосные станции, водораспределительные системы, водораспределительные пункты, водоводы, нагнетательные скважины.

Оборудование нагнетательных скважин включает:

- нагнетательную арматуру;
- насосно-компрессорные трубы;
- пакер.

Согласно существующей практике подача воды в системе ППД осуществляется с водозаборных скважин, далее вода поступает на блочные кустовые насосные станции (БКНС). Из БКНС рабочий агент (вода) через водораспределительные блоки (ВРБ) по водоводам высокого давления в нагнетательные





скважины. Огромный единственный минус данной системы — это отсутствие автоматизации всего процесса. В результате запуск скважины осуществляется непосредственно открытием электродвигателя на БКНС. Данный факт приводит к резкому гидроудару на оборудовании, которое находится в скважине. Вследствие чего спущенное в скважину оборудование выходит из строя. Происходит заклинивание сухой гидравлической якоря в эксплуатационной колонне из-за вырыва удерживающих пластин. Происходят пропуски пакера — за счет получения резкого высокого давления в подпакерном пространстве.

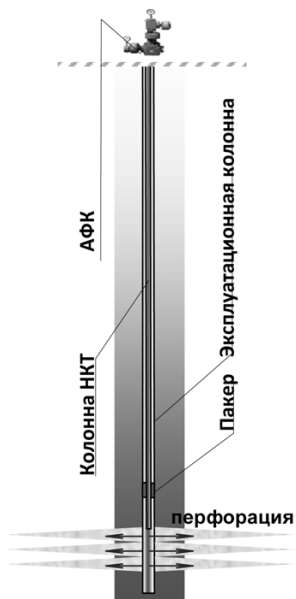
До 2006 г., в основном, использовались пакера ПРО-ЯМО-ЯГ1 и ПРО-ЯМ-ЯГ1 (изготовитель НПФ «Пакер») или аналоги других заводов. При запуске скважины после гидроудара данные пакера, в большинстве случаев, выходят из строя. Вследствие чего происходят различные виды аварий (затекание резиновых элементов, заклинивание гидравлических якорей в Э.К. и т.д.), которые приводят к пропуску пакера. А аварии с пакерами — это одни из самых трудно-ликвидируемых аварий при производстве КРС.

В связи с вводом в эксплуатацию нагнетательных скважин Сибирского, а в дальнейшем Озёрного, Шершнёвского и Гагаринского месторождений перед технологами по ремонту скважин была поставлена задача по подбору оборудования, которое можно было эффективно использовать в условиях данных скважин. Это скважины, имеющие гл. 2000–2700 м, значительные зенитные углы более 40 град, разностенные эксплуатационные колонны от 7 до 12 мм и Р закачки агента 200 атм.

Казалось бы, скважины бывают и глубже, и сложнее по профилю, например, месторождения Крайнего Севера глубины до 5000 м, но все эти факторы собрались воедино и в результате получена серьёзная проблема — это множество повторных ремонтов, связанных с пропусками применяемых пакеров.

На тот момент российские заводы-изготовители предлагали схожие или аналоги вышеуказанных пакеров НПФ «Пакер». То, что предлагали зарубежные изготовители, — это Резерфорд, Беккер Хьюз — было очень дорого; цена пакеров не вписывалась ни в тендерную стоимость освоения, ни в бригадочас по КРС.

В ходе решения этой проблемы стали зарождаться идеи, в том числе и мысль, а почему бы не использовать пакера обратного действия — воспринимающие усилие от перепада давления, направленного вверх. Своими идеями технологи компании поделились с производителями пакерного оборудования. В данном случае это был НПФ завод «Измерон». Также при конструировании пакера особое внимание было уделено резиновым элемен-





там — основой которых стал натуральный каучук. (Данные резиновые элементы после длительного нахождения в нагруженном состоянии при снятии нагрузки через 10–15 мин. принимают изначальную форму).

После изготовления первых образцов, совместного испытания и множественных доработок конструкции пакер типа ПВМ-О начали успешно внедрять на нагнетательных скважинах севера Пермского края.

Пакеры типа ПВМ-О предназначены для защиты эксплуатационных колонн от воздействия закачиваемой жидкости при эксплуатации нагнетательных, поглощающих и сбросовых скважин, а также от воздействия давления на эксплуатационную колонну при технологических операциях по воздействию на призабойную зону пласта.

Особенности пакера:

- Имеют двойную, гидромеханическую схему уплотнений, обеспечивающую высокую надежность герметизации при длительной эксплуатации и высоких перепадах давлений.
- Возможность установки в наклонных и горизонтальных участках скважины без упора на забой.
- Имеет цельноточеный ствол.
- Весь цикл изготовления пакера и всех его элементов производится непосредственно на заводе.

Преимущества пакера:

- Происходит дополнительная герметизация уплотнителей за счёт движения пакера вверх от создания давления в подпакерном пространстве.
- Не боится механических примесей, скопившихся над пакером в процессе длительной эксплуатации, поскольку снятие пакера производится вниз.
- Не теряет герметичности уплотнения при отключении насосов и повторном их включении, т. к. лифт всегда находится в натяжении между пакером и планшайбой.
- Плашки пакера размешены в корпусе, что значительно уменьшает вероятность попадания их между пакером и стенкой эксплуатационной колонны при СПО и при поломке.

Установка и снятие пакера осуществляется только путём осевых перемещений инструмента.

Самым важным этапом является установка пакера.

Совместно с конструкторами завода был создан расчёт установки пакера в компьютерной программе.

Установочные параметры для пакеров типа ПВМ-О		
	Вариант 1	Вариант 2
Наружный диаметр трубы НКТ, мм	73	89
Толщина стенки трубы НКТ, мм	5,5	6
Площадь сечения трубы НКТ, см <sup>2</sup>	11,7	15,6



Модуль упругости стали, кг/см <sup>2</sup>	2000000	2000000
Сила натяжения при установке, тс	6	6
Глубина установки пакера, м	1500	200
Деформация натяжения, мм	386	38
Перепад температур, град.С	50	40
Температурная деформация, мм	825	88
Суммарная деформация, мм	1211	126
Сила натяжения после охлаждения, тс	18,8	19,8
Масса колонны НКТ, т	13,7	2,5

Упор расчета направлен на соблюдение всех параметров установки пакера за счет соблюдения температурной деформации труб. Сегодня технологю остаётся только ввести в расчёт диаметр НКТ, перепад температуры в скважине и окружающей среды и глубину установки пакера.

Учитывая в данном расчёте температурную деформацию, исключается возможность пропуска пакера, связанную с данным физическим явлением.

При спуске пакера после свинчивания очередной трубы инструмент необходимо приподнимать на спайдере не более, чем на 210 мм. При этом условия не будет происходить преждевременное закоривание.

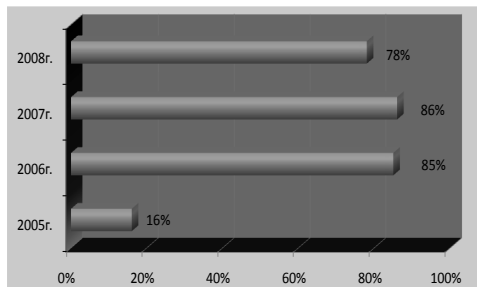
Спустить пакер в скважину ниже выбранной отметки на 0.5 м. Зафиксировать собственный вес инструмента при его спуске. Приподнять инструмент до начала увеличения его первоначального веса (на 1.1–1.25 м), если увеличение веса инструмента не началось, спустить его в исходное положение и вновь осуществить подъём до получения увеличения первоначального веса. Увеличить вес инструмента, продолжая его подъём, до тех пор, пока он не составит не менее 13 тн выше собственного веса.

#### *Извлечение пакера из скважины.*

Для извлечения пакера из скважины инструмент разгружают на пакер — происходит разякоривание и распакерование; выдержать 15–20 мин и извлечь пакер из скважины.

Ничто не бывает совершенным и идеальным. С оборудованием работают люди (рабочие), т.е. при СПО бывают резкие удары или затяжки. Также остро были обозначены проблемы по нагнетательному фонду скважин Осинского региона. Это проблемы кавернозности и эллипсности эксплуатационной колонны. Для решения возникших проблем в конструкцию пакера были внесены ряд изменений, связанных с его беспрепятственным подъёмом в случае аварии, поломки или длительной эксплуатации его в скважине, а также возможностью его эксплуатации в кавернозных эллипсных колоннах.





В случае невозможности распакования и разьякоривания предусмотрен следующий аварийный вариант срыва пакера: повернуть инструмент на 4 оборота вправо, при этом произойдет снятие осевой сжимающей нагрузки с уплотнителей и, сделав невозможным закоривание пакера при его извлечении

из скважины, (просто говоря складывается как телескопическая удочка).

Ярким примером внедрения пакеров типа ПВМ-О safety в конце 2008 начале 2009 г в Осинском регионе стали скважины 125, 113 Рассветы и 1096 Баклановского месторождений. За период 2006–2008 г. было внедрено и использовано 147 пакера типа ПВМ-О.

При использовании пакеров завода НПФ «Пакер» или их аналогов до 2006 г количество гарантийных ремонтов росло с каждым годом, что привело в 2005 году к 35 ремонтам только по северу Пермского края. Внедрение пакеров типа ПВМ-О позволило увеличить количество ремонтов с положительным результатом.

Основной задачей Буровой компании «Евразия» является своевременное и качественное проведение ремонтов и освоение скважин. Выполнение этой задачи в данных условиях возможны только за счёт внедрения отечественного, более нового, качественного оборудования, его модернизации и совершенствования.

### **Анализ и пути снижения затрат по статье «Электрическая энергия, приобретаемая у сторонних поставщиков» на примере филиала ООО «Газпром ПХГ» «Песчано-Уметское управление подземного хранения газа»**

**Е. М. Макаревич**

*Филиал ООО «ГАЗПРОМ ПХГ»*

*Песчано-Уметское управление подземного хранения газа*

Как отмечается в «Концепции энергосбережения в ОАО «Газпром» на 2001–2010 годы», в настоящее время в топливно-энергетическом комплексе России и в газовой промышленности сложилась ситуация, выдвигающая проблему энергосбережения в число наиболее актуальных. Это связано с тем, что, несмотря на складывающийся дефицит энергоресурсов, они продолжают расходоваться в стране крайне расточительно.

Предлагаемая работа посвящена решению этих проблем за счет ресурсосберегающих и энергосберегающих технологий малозатратных меропр-

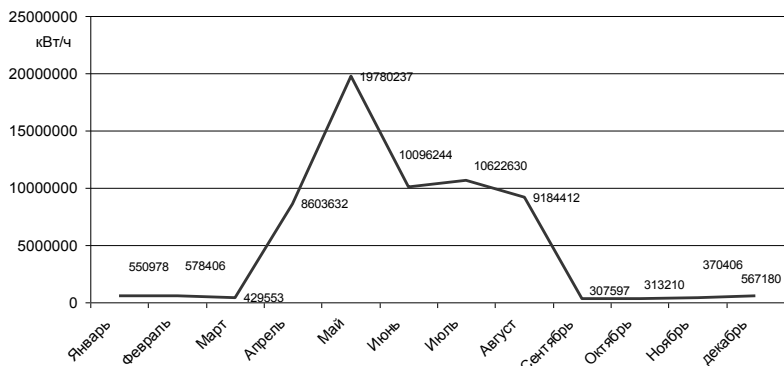


ятий на филиале «Песчано-Уметское УПХГ», являющейся частью единого комплекса ОАО «Газпром».

Актуальность исследуемой темы имеет немаловажное значение, так как занимает немалую часть в расходах на хранение газа, а как известно, при снижении части себестоимости продукции увеличивается прибыль организации.

Электроснабжение Песчано — Уметского управления подземного хранения газа осуществляется по II категории надежности электроснабжения от двух подстанций.

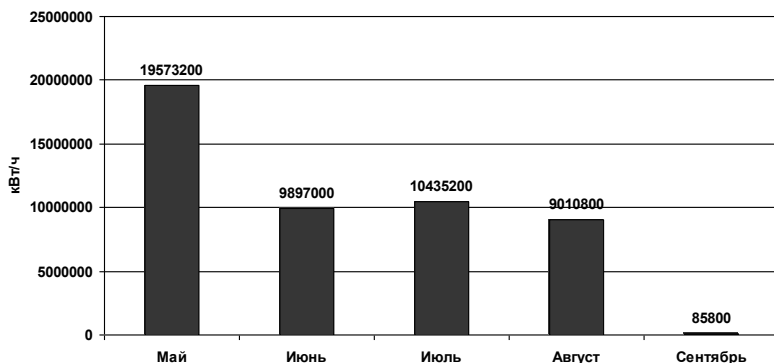
Наибольший расход электроэнергии приходится на период заправки газа на графике это можно наглядно проследить:



Общий расход электроэнергии за 2008 год составил 61 404,485 тыс. кВт/час при количестве закаченного газа 1782 856 тыс.м<sup>3</sup>. Отношение израсходованной электроэнергии к количеству закаченного газа составило 34,44 кВт/час/тыс.м<sup>3</sup>

Основным потребителем электроэнергии является электроприводной цех — 57 892 тыс. кВт/час. Общее количество электроэнергии на компримирование газа в период заправки составило 49002 МВт/ч.

### Потребление электроэнергии на компримирование в период с мая по сентябрь 2008 года, кВт/ч





Предлагается два пути снижения затрат: применение частотно-регулируемого привода для ЭГПА и внедрение автоматизированной системы учета электроэнергии. Целью проекта применения частотно-регулируемого привода является сокращение расхода электрической энергии и уменьшение потребляемой мощности.

В настоящее время технологическая схема КС УПХГ «Песчаный Умет» включает 6 ГПА с центробежными нагнетателями, а также 10 эжекторных установок, подключенных по групповой схеме. Фактический режим работы УПХГ показывает, что использование эжекторных установок не превышает 25–30% времени работы КС в начальный период. При этом суточная экономия электроэнергии за счет их использования не превышает 8–10%.

Имеет место необоснованный расход электроэнергии синхронными электродвигателями привода нагнетателей. Это происходит за счет потерь электроэнергии при пусках электродвигателей и при часто изменяющейся технологической нагрузке ЭГПА.

Предлагается замена двух нерегулируемых электродвигателей на регулируемые (КРЭП-6300) с использованием тиристорного преобразователя частоты.

Предлагается оснастить двумя автоматизированными установками для преобразования частоты при электроснабжении синхронных двигателей привода нагнетателя.

По сравнению с существующей технологической схемой закачки использование одного регулируемого электропривода ГПА (КРЭП-6300) обеспечивает экономию потребления электроэнергии примерно 14–17%. Использование еще одного регулируемого электропривода в схеме закачки сокращает электропотребление еще на 6–7%. Наибольшая экономия электроэнергии достигается в начальный период закачки (около 10 дней), когда в виду малого перепада давлений используется схема работы регулируемого ГПА через эжекторы, дальнейшая экономия электроэнергии КС при эксплуатации с применением частотно-регулируемого привода, достигается за счет работы нагнетателя в оптимальных условиях по режиму транспортируемого газа (расход давления) с наивысшим КПД нагнетателя.

Потребление электроэнергии на компримирование (с мая по сентябрь) в 2008 году составило 49002 МВт/ч. Экономия электроэнергии при использовании двух частотно-регулируемых электродвигателей составит около 20%, а это 9800,4 МВт/ч.

Экономия денежных средств, при средней цене электроэнергии 2,4 руб./кВт/ч

$$\Delta S = \Delta \text{Э} \cdot 2,4 = 9800,4 \cdot 2,4 = 23520,96 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$$

Затраты на приобретение двух синхронных электродвигателей с тиристорными преобразователями типа HVC составят 60771,45 тыс. руб.

$$\text{Срок окупаемости составит: } \tau = \frac{K}{\Delta S} = \frac{60771,45}{23520,96} = 2,6 \text{ года.}$$

Экономия электроэнергии при использовании двух частотно-регулируемых электродвигателей составит около 20%, что в денежном выражении составит 23,52 млн в год. Срок окупаемости внедрения данного мероприятия 2,6 года.



Внедрение автоматизированной системы учета электроэнергии является также снижением затрат на покупку электроэнергии и снижение потребляемой мощности.

Существующее положение:

1. Недоучет и перерасход электроэнергии
2. Неэффективное потребление заявленной мощности технологическими производствами, непроизводственными потребителями и субабонентами.
3. Нерациональная загрузка трансформаторов и электродвигателей.

Описание проекта:

1. Оснащение точек учета площадки Песчано-Уметского УПХГ отечественными электронными статическими счетчиками электроэнергии классов точности 0,2s и 0,5s по направлениям использования.
2. Объединение отдельных точек учета в автоматизированную систему контроля и учета энергоресурсов и организация взаимодействия между ними.
3. Организация автоматической передачи данных с узлов учета в компьютерную сеть.
4. Создание компьютерной базы данных для первичной обработки и хранения информации по выработке и потреблению электрической энергии.
5. Создание информационно-аналитической системы, которая будет анализировать полученную информацию, и способствовать принятию верных управленческих решений по снижению электропотребления.
6. Проведение непрерывного мониторинга электропотребления с помощью устройства АСКУЭ.

Потенциальная экономия заключается в следующем:

а) Экономия электроэнергии за счет повышения точности и достоверности учета по направлениям использования. Для этого целесообразно выделить три группы потребителей нагрузки: производственные, вспомогательные и непроизводственные, обеспечив им индивидуальный контроль потребления электрической энергии. Установить технический и коммерческий контроль потребления электрической энергии в точках присоединения линии с нагрузкой потребления. В результате установки электронных счетчиков погрешность учета снизится с 2,5% (электромеханические счетчики) до 1%. Это позволит снизить потери, связанные с неправильным анализом баланса о приходе-расходе электроэнергии, выявить неучтенных потребителей и снизить коммерческие потери, относимые на потери в сетях.

Типовое значение потенциальной экономии при установке счетчиков составляет 1,5%.

Электропотребление площадкой Песчано-Уметского УПХГ за 2008 год составило  $W_{\text{год}} = 61404,485$  МВт·ч/год.

Экономия электроэнергии

$$W_1 = 0,015 \cdot W_{\text{год}} = 0,015 \cdot 61404,485 = 921,067 \text{ МВт·ч/год.}$$

Экономия денежных средств

$$S_1 = W_1 \cdot 2,4 = 921,067 \cdot 2,4 = 2210,56 \text{ тыс. руб./год.}$$

б) От целевого мониторинга электропотребления (из опыта внедрения ЦЭМ для электроэнергии) потенциальная экономия составляет 3–5% (меньшее значение для более энергоемких предприятий). Кроме экономии электроэнергии, достигнуты и другие выгоды: улучшение системы финансовой отчетности, уточнение себестоимости продукции, улучшение качества продукции.



Электропотребление площадкой Песчано-Уметского УПХГ за 2008 год составило  $W_{\text{год}} = 61404,485$  МВт·ч/год.

Экономия электроэнергии

$$\Delta W_2 = 0,03 \cdot W_{\text{год}} = 0,03 \cdot 61404,485 \text{ МВт}\cdot\text{ч}/\text{год.}$$

Экономия денежных средств

$$\Delta S_2 = \Delta W_1 \cdot 2,4 = 1842,134 \cdot 2,4 = 4421,12 \text{ тыс. руб.}/\text{год.}$$

Суммарная потенциальная экономия денежных средств составит

$$\Delta S = \Delta S_1 + \Delta S_2 = 2210,56 + 4421,12 = 6631,68 \text{ тыс. руб.}/\text{год.}$$

Затраты на оснащение всех потребителей электронными узлами учета потребления электрической энергии по многотарифной системе составят  $K = 954\,130$  тысяч рублей согласно расчету по прайс-листу.

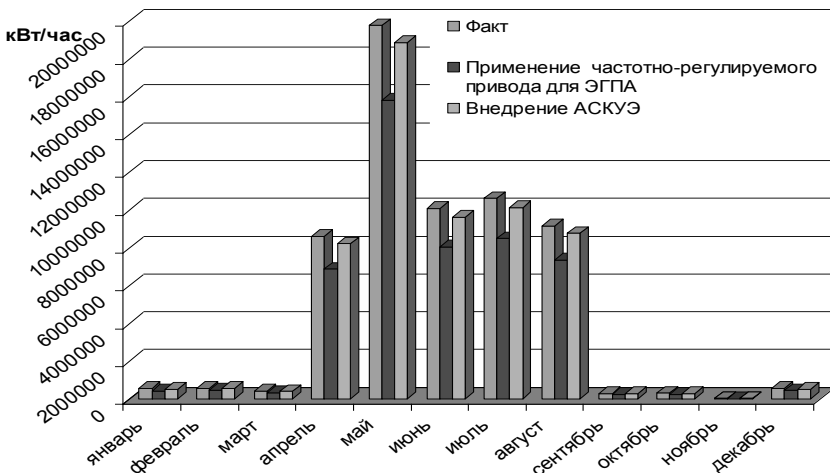
$$\text{Срок окупаемости: } \tau = \frac{K}{\Delta S} \cdot 12 = \frac{954,130}{6631,68} = 1,7 \text{ мес.}$$

Проведенный анализ затрат на электроэнергию позволил выявить существенные проблемы — с ростом объемов хранения газа значительно увеличиваются и затраты на закачку, хранение и отбор природного газа, в том числе, за счет роста тарифов и расходов на электроэнергию.

В работе рассмотрены и предложены пути сокращения затрат электроэнергии и уменьшение потребительской мощности за счет использования двух частотно-регулируемых электродвигателей, сокращение затрат составит примерно 15–20 %, а также возможное применение автоматизированной системы учета электроэнергии (сокращение затрат примерно 1–2 %) и т.д. Произведен расчет экономической эффективности внедрения данных технологий.

Сравнительный анализ внедрения предложенных мероприятий можно наглядно проследить на графике:

Анализ внедрения предложенных мероприятий







## Улучшение характеристик работы подогревателя газа ПГА-200 и повышение его технико-экономических показателей

*А. В. Малгин, С. А. Николаев, А. В. Симагин*

*Филиал ООО "Газпром трансгаз Нижний Новгород" – Ивановское ЛПУМГ*

### 1. Конструкция подогревателя ПГА-200

Подогреватель газа ПГА-200 (рис. 1) предназначен для подогрева природного газа высокого давления до заданной температуры и поддержания ее с установленной точностью при изменении расхода газа, пропускаемого через подогреватель.

На газораспределительной станции (далее ГРС) подогреватели газа устанавливаются в узле предотвращения гидратообразований для предварительного подогрева газа перед редуцированием. Подогреватель представляет собой прямоугольную печь радиально-конвективного типа с восходящим потоком дымовых газов, снабженную подовой горелкой. Подогреватель ПГА-200 состоит из следующих основных узлов (рис. 2): 1 — корпус подогревателя, 2 — змеевик, 3 — автоматика регулирования, 4 — контрольно запальное устройство, 5 — горелки, 6 — дымовая труба.

Нагрев газа осуществляется в змеевике, который состоит из двух секций: нижней радиационной и верхней конвективной. Нагреваемый газ входит в верхнюю секцию змеевика и нагревается теплом отходящих газов от факела подовой горелки, расположенной в основании топочной камеры. Затем газ проходит в радиационную секцию змеевика, нагревается за счет излучения факела и подогретый до расчетной температуры направляется в зал редуцирования.



Рис. 1

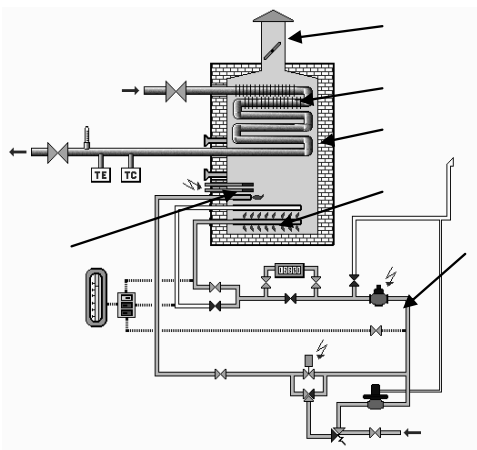


Рис. 2



Горелка состоит из горизонтальной шели вдоль ее оси. Газ из коллектора выходит через один ряд отверстий в шель, в которую за счет разрежения в топку поступает необходимый для горения воздух.

## 2. Анализ проблем, возникающих при эксплуатации подогревателя ПГА-200 на малых расходах подогреваемого газа

Основным параметром ГРС является ее пропускная способность. Соответственно, проектными организациями при подборе подогревателей газа для использования в составе узла предотвращения гидратообразований ГРС за основу принимается соответствие их пропускной способности параметрам ГРС. При этом теплопроизводительность подогревателя при работе в реальных условиях, вероятно, не всегда проверялась. При подборе оборудования и, в том числе, подогревателей газа учитывались не возможные, а перспективные нагрузки, принималось не реальное, а паспортное значение давления газа в магистральном газопроводе в месте подключения ГРС. Фактическая максимальная нагрузка одной из ГРС, на которой была реализована настоящая работа, составляет 1400 м<sup>3</sup>/ч, что составляет 33,4% от проекта, или 14% от номинального расхода подогреваемого газа через подогреватель. Давление газа на входе ГРС — 28,5 кгс/см<sup>2</sup>. При уменьшении разности давлений газа на входе и выходе ГРС уменьшается потребность в тепловой энергии, уменьшается расход топливного газа. В результате этого подогреватель работает на недопустимо низких расходах как подогреваемого, так и топливного газа.

В табл. 1 приведены сравнительные характеристики рабочего подогревателя газа установленного и работающего на одной из ГРС филиала ООО «ГТНН» — Ивановское ЛПУМГ.

Таблица 1

№ п/п	Параметр оборудования	Единица измерения	Паспортные данные	Фактические данные (%)
1	Номинальная тепловая производительность	ккал/час	200000	8696 (4,3%)
2	Рабочее давление подогреваемого газа	кгс/см <sup>2</sup>	12...75	28 (37,3%)
3	Номинальный расход подогреваемого газа	м <sup>3</sup> /ч	10000	950 (9,5%)
4	Расход топливного газа	м <sup>3</sup> /ч	33	1,4 (4,2%)

Как следствие выше сказанного при эксплуатации подогревателя возникают:

- Большие потери тепла из-за химического недожога;
- Коэффициент избытка воздуха выше допустимой нормы;
- Горелка работает в режиме, не соответствующем ее рабочим характеристикам, что приводит к пульсации факела, вызывающем частое срабатывание автоматики безопасности (контроль пламени);



- Увеличивается вероятность возникновения аварийной ситуации (загазованность, недопустимая температура на входе в узел редуцирования);
- Температура уходящих газов ниже точки росы и, как следствие, образование конденсата и, коррозия металла;
- Очень низкий КПД подогревателя — 37%.

Согласно ГОСТ 21204–97 «Горелки газовые промышленные» коэффициент рабочего регулирования для горелок с подачей воздуха за счёт разрежения без предварительного смешения составляет не менее 5, следовательно, минимальная тепловая мощность горелки составляет 20% от номинальной (рис. 3).

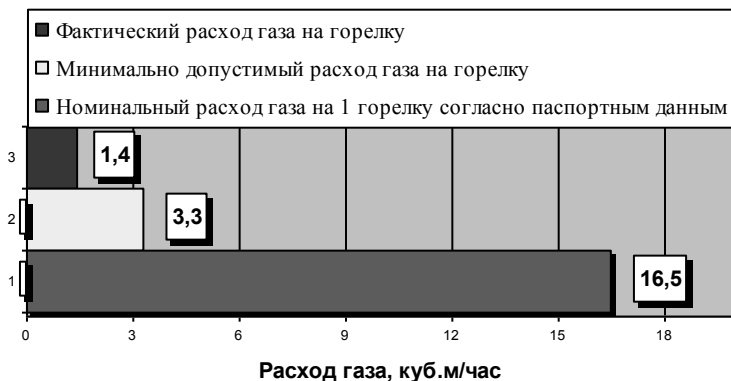


Рис. 3

### 3. Концепция решения проблем, возникающих при эксплуатации подогревателей газа типа ПГА-200

#### 3.1. Разработка концепции.

3.1.1. Расчет количества тепловой энергии, необходимой для нагрева газа, идущего на редуцирование через подогреватель.

3.1.2. Расчет горелки на основании фактических условий эксплуатации.

3.1.3. Конструктивные решения:

- Изготовление горелки по данным расчета, не изменяя геометрических размеров заводской горелки.
- Установка шибера на воздухозаборнике («кармане») подогревателя для регулирования подачи воздуха на горение.
- Теплоизоляция дымовой трубы с целью уменьшения теплопотерь и, как следствие, снижения конденсатообразования и увеличения тяги.

3.1.4. Способы и подходы к решению проблем на основании предварительных расчётов были определены и сформулированы в задании на выполнение подготовительных мероприятий до начала проведения наладочных работ.

#### 3.2. Альтернативная концепция.

В качестве альтернативной концепции решения проблемы устойчивого, экономичного, безопасного и безаварийного горения топливного газа в подогревателе ПГА-200, естественно, видится замена существующих подогревателей, либо



установка на площадке дополнительного, меньшей мощности. Но данный подход представляется неприемлемым из-за очевидно значительных затрат на приобретение оборудования, проведение проектных и монтажных работ.

#### 4. Разработка и реализация работы

##### 4.1. Исходные данные для расчета подовых диффузионных горелок.

В качестве исходных данных были приняты фактические данные работы подогревателя газа установленного и работающего на одной из ГРС филиала ООО «ГТНН» — Ивановское ЛПУМГ:  $T_{\text{вход. газа}} = 0^\circ\text{C}$ ,  $T_{\text{выход. газа}} = 25^\circ\text{C}$ ; плотность газа  $\rho = 0,68 \text{ кг/м.куб}$ ; теплоемкость газа  $C = 0,517 \text{ ккал/кг}^\circ\text{C}$  (справочные данные); максимальный расход газа через подогреватель  $G_{\text{max}} = 1400 \text{ м}^3/\text{час}$ ; расход газа на собственные нужды  $V_g = 34,5 \text{ м}^3/\text{сут.} = 1,4 \text{ м}^3/\text{час}$ ; низшая теплота сгорания газа  $Q_n = 33540 \text{ кДж/м}^3$ .

4.2. На основании инженерных расчетов приняты рабочие параметры горелки:

- длина коллектора 310 мм.; диаметр 40 мм.;
- число отверстий 30 шт.;
- диаметр отверстий 1,2 мм.;
- шаг между отверстиями составляет 20 мм.;
- угол развертки между отверстиями  $P90^\circ$ .
- отверстия располагаем в шахматном порядке в два ряда.

#### 5. Возможности внедрения

На основе проведенных расчётов была изготовлена и установлена на подогревателе газа ПГА-200 подовая диффузионная горелка с установочными характеристиками, соответствующими заводским. Для контроля горения и давления газа на горелки были дополнительно установлены регулировочные вентили и напоромеры возле смотрового окна (рис. 4).

При помощи минплиты и оцинкованной стали была выполнена теплоизоляция дымовой трубы (рис. 5).

Также была выполнена работа по установке шибера на воздухозаборнике («кармане») подогревателя для регулирования подачи воздуха на горение (рис. 6).

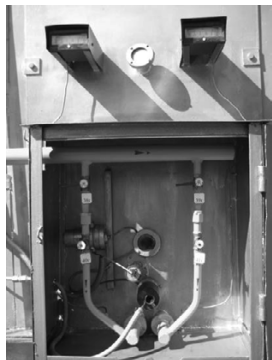


Рис. 4



Рис. 5



Рис. 6



Данные работы и изменения были согласованы с заводом-изготовителем — ОАО «Факел» г. Фастов, Киевская обл., Украина. Также после модернизации были проведены режимно-наладочные испытания, которые показали положительные результаты.

## 6. Эффективность внедрения модернизированной горизонтально-шеллевой горелки для подогревателя газа ПГА-200

Общие полезные эффекты от реализации проекта.

1. Повысилась надежность и безопасность эксплуатации (рис. 7)
2. Повысилась полнота сгорания газа.
3. Температура уходящих газов выросла и стала выше температуры точки росы.
4. Уменьшились вредные выбросы в атмосферу.
5. За счет увеличения давления газа на горелку увеличилась высота пламени, режим работы радиационной и конвективной частей нагрева подогревателя приблизился к проектному.
6. КПД подогревателя вырос на 14 %.
7. Не потребовалось кардинальное изменение конструкции подогревателя. Присоединительные размеры горелок сохранены, при необходимости возможна оперативная замена на горелки, предусмотренные заводом-изготовителем.
8. Экономический эффект от реализации проекта на одной ГРС составил 22975 рублей. В связи с тем, что данный проект реализован на 2-х ГРС филиала ООО «ГТНН» — Ивановское ЛПУМГ, экономический эффект по филиалу составил 45950 рублей. С учётом того, что применение предлагаемого подхода к улучшению работы подогревателей ПГА-200 возможно ещё не менее, чем на 22 ГРС, эксплуатируемых ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», возможный экономический эффект по объединению составит 505450 рублей.



Рис. 7



## Оптимизация рабочих режимов мультифазных насосных установок

*М. В. Малютин*

*Руководитель проекта: С. В. Высочинский*

*ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз»*

Применение мультифазных насосных установок является перспективным направлением в современных системах транспорта нефти и газа. Такая конструкция позволяет перекачивать одновременно все добываемые фазы: нефть, газ, вода и механические примеси.

Стабильная работа мультифазных насосных установок возможна при содержании мех примесей в перекачиваемой среде не более указанных в паспорте требований, что не всегда возможно обеспечить.

Превышение содержания мех примесей в перекачиваемой среде приводит к преждевременному износу торцовых уплотнений, поверхностей рабочих винтов и, в связи с конструкционными особенностями, к попаданию перекачиваемой среды в маслосистему, что приводит к вспениванию масла, ухудшению работы всей установки и сокращению ее срока службы.

### **1. Условия транспортировки многофазной продукции.**

Транспорт многофазной продукции осуществляется от сборного пункта «Ключи» до ЦППН ООО «ЛУКОЙЛ — ВОЛГОГРАДНЕФТЕГАЗ» в соответствии с технологическим регламентом.

В систему транспорта входят: мультифазная насосная станция на сборном пункте «Ключи», промежуточная насосная станция на дожимной насосной станции «Попки, промышленные нефтепроводы.

### **2. Анализ работы мультифазных насосных установок.**

Анализ работы мультифазных насосных установок выявил такую нестабильно проявляющуюся неполадку как неоправданно быстрый (причем серийный) износ уплотняющих картриджей. Причиной явилось повышенное содержание мех примесей в перекачиваемой среде, чему свидетельствовали как глубокие характерные риски на подвижных и неподвижных кольцах уплотняющих картриджей, так и наличие внутри самих картриджей мелкого абразивного песка (рис. 1–3).



Рис. 1

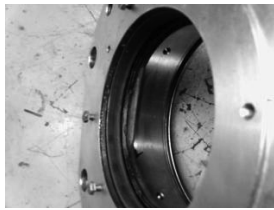


Рис. 2

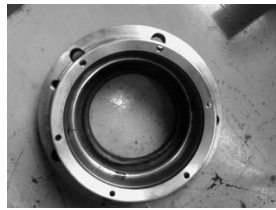


Рис. 3

Поскольку содержание мех примесей в перекачиваемой среде допустимо в весьма значительных количествах, можно предположить, что периоди-



чески содержание мех примесей в перекачиваемой среде непрогнозируемо и кратно превышает допустимые пределы.

Предположительно причиной этого явления может служить кислотная обработка скважин.

Поскольку технологический режим работы является непрерывным и круглосуточным необходимо оптимизировать рабочие режимы мультифазных насосных установок типа MR-250 в условиях повышенной составляющей механических примесей в транспортируемом потоке. А, именно, улучшить условия фильтрации перекачиваемой среды на приеме мультифазных насосных установок.

### 3. Фильтрация перекачиваемой среды на приеме мультифазных установок типа MR-250 в условиях повышенной составляющей механических примесей.

Конструкционной особенностью мультифазных насосных установок типа MR-250 в частности является двухвальная схема со встречной нарезкой винтов (шнеков) на каждом валу (рис. 4).

При такой компоновке поток газожидкостной смеси в МФУ под давлением около 1,2 МПа, с повышенным содержанием механических примесей оказывает воздействие на пары трения (рис. 5) в уплотняющих картриджах, аналогичное воздействию абразива при пескоструйной резке.

Установленный на приеме МФУ фильтр прямого действия (рис. 6) не обеспечивает нужной фильтрации на приеме.

Фильтр прямого действия, установленный на текущий момент, представляет собой расположенную перпендикулярно потоку стальную перфорированную пластину (рис. 7).

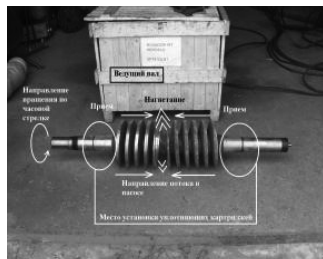


Рис. 4. Ведущий вал мультифазной насосной установки

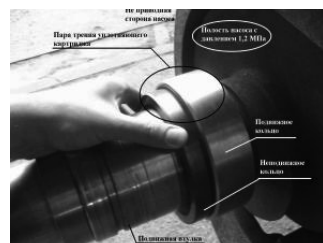


Рис. 5. Пара трения и подвижная втулка на валу



Рис. 6. Фильтр прямого действия

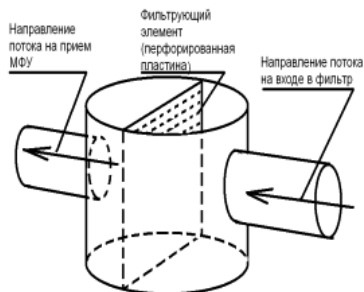


Рис. 7



Фактически, фильтрация представляется как недопущение попадания в установку крупных посторонних предметов размером более 3 мм, то есть более отверстия перфорирования. В то время как абразивная составляющая в мех примеси потока имеет размеры от 1 до 0,1 мм.

#### 4. Предлагаемые решения по оптимизации рабочих режимов

Оптимизация рабочих режимов мультифазной насосной установки в условиях повышенного содержания мех примеси в транспортируемом потоке достигается за счет предлагаемой фильтрационной установки, имеющей сепарационный принцип работы. Как известно, мех примеси при равном объеме с перекачиваемой средой, обладают большим весом. Придав перекачиваемой жидкости вращательное движение, получаем эффект сепарации — более тяжелые частицы мех примесей будут перемещаться под действием центробежной силы от центра вращения. Величина скорости сепарирования частицы в центробежном поле может превышать скорость осаждения эквивалентных частиц в поле гравитации в сотни раз.

Примером такой фильтрации являются промышленные жидкостные очистители типа «ГИДРОЦИКЛОН» (рис. 8).

Предлагаемый фильтр имеет три ступени фильтрации и его изготовление планируется собственными силами бригады или в ЦБПО из трубы Ш 1200 мм на 1700 мм высотой (рис. 9). Первая ступень — динамическая (центробежная), вторая — шелевая, третья — сетчатая.

В отличие от центрифуг и центробежных аппаратов вращательное движение потока осуществляется не за счет вращения частей этих аппаратов, а за счет тангенциального введения потока в корпус аппарата, имеющего цилиндрическую форму (рис. 10).

Работа первой ступени заключается в улавливании частиц мех примесей, отбрасываемых центробежной силой к внутренней части корпуса фильтра специальными ловушками. Ловушка представляет собой металлический стержень, наваренный на внутреннюю стенку фильтра под углом к потоку. Расположение под углом обеспечивает «отбой» частиц мех примесей в нижнюю (мертвую) часть. Нижняя (мертвая) часть отделена от второго уровня филь-



Рис. 8

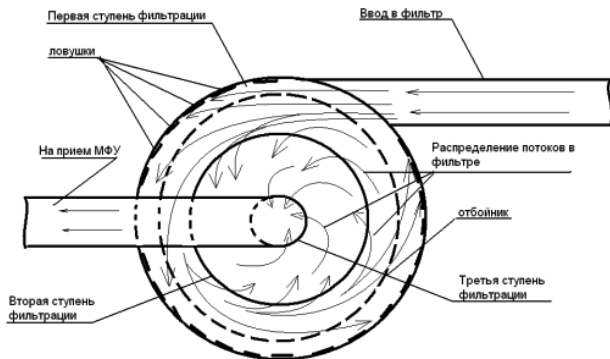


Рис. 9





трации отбойником для предотвращения выноса отфильтрованных частиц.

Вторая ступень фильтрации — шелевая. Представляет собой промежуточную перфорированную катушку из трубы диаметром 700 мм, поверхность которой плотно намотана и закреплена электросваркой стальная проволока ШЗ-4 мм, обычно применяемая в качестве сердечника для проводов ЛЭП.

Третья ступень фильтрации представляет собой непосредственно приемную трубу, установленную в центре корпуса. Приемная труба имеет перфорированную стенку и обернута мелкоячеистой сеткой из нержавеющей стали. Обертывание сеткой производится по направлению закручивания потока в корпусе фильтра. Торец приемной трубы глушится заглушкой, и прием жидкости осуществляется через перфорированную стенку. Применение сетки вопреки отрицательному опыту ее применения на фильтре прямого действия считаю обоснованным, так как в предлагаемой конструкции силы, действующие на материал, будут направлены по касательной. В то время как в фильтре прямого действия сетка была подвержена перпендикулярным нагрузкам, что и приводило к прорыву сетки и выносу ее в рабочую полость насоса.

Так как принцип работы фильтра предполагает собой разделение фаз, есть риск образования устойчивой газовой воронки в его центральной области, способной отрицательно сказаться на работе мультифазной установки, в частности, повышение вибронгруженности, а также возможны локальные нагревы рабочих элементов.

Снизить вероятность возникновения таких рисков позволит вывод потока из корпуса фильтра посредством двух, радиально смещенных от центра приемных труб, имеющих секторно направленную перфорацию.

То есть обращенные неперфорированной стороной к оси вращения потока (рис. 11).

Корпус фильтра оборудуется дренажными задвижка-

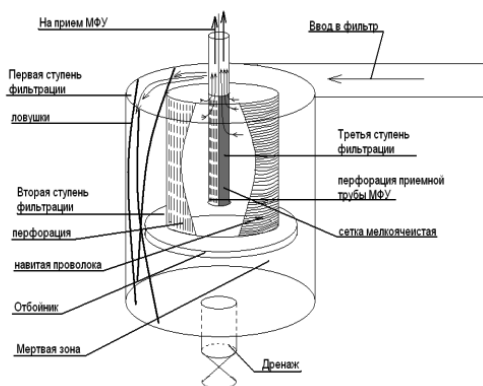


Рис. 10

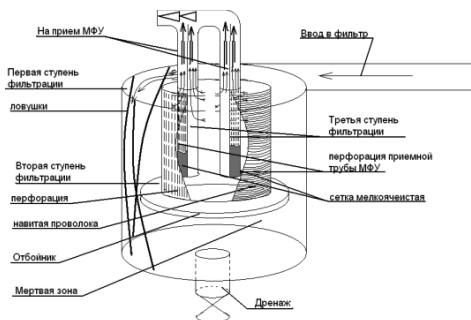


Рис. 11. Радиально смещенный вывод очищенного потока



ми. Очистка фильтрующих элементов предполагается как при помощи пара от ППУ, ручная механическая с частичной разборкой корпуса, так и обратная промывка при помощи байпасной линии. Степень загрязненности фильтрующих элементов определяется при помощи манометров в количестве 3 штук, установленных на соответствующих ступенях фильтрации. Разность показаний манометров на входе в фильтр и на входе в МФУ, при нормальной работе фильтрационной установки не должна превышать 0,05 МПа.

Основными параметрами гидроциклона является его пропускная способность — производительность, которая определяется диаметром входных патрубков и внутренним диаметром цилиндрической части.

Поскольку наличие конусной части приветствуется в очистителях с тангенциальным вводом потока, но не является обязательным, а также в связи с условно постоянно высокой скоростью потока на приеме МФУ предлагается изготовить два фильтра под условными названиями «Циклон» и «Торнадо» с конической частью корпуса и цилиндрическим корпусом, соответственно, и, впоследствии на практике в условиях ДНС «Попки», определить лучшую по условиям фильтрации конструкцию.

В цилиндрическом корпусе предлагаемого динамического фильтра угловая скорость потока и мех примеси будет одинакова по всей высоте цилиндра. Неодинакова только будет центробежная сила, действующая на равные по единице объема, но неравные, по весу мех примеси, нефти, газа и пластовой воды.

Под действием центробежных сил частицы мех примеси, отбрасываемые к внутренней стенке корпуса и направляемые ловушками в отбойную полость, образуют скопление в центре донной части фильтра, что облегчит их удаление при помощи дренажной задвижки ЗКЛ 50Ч40.

Общее обозрение уже выпускающихся очистителей гидроциклонного типа выявило следующее, что наиболее близкими к требуемым параметрам являются очистители, предлагаемые ООО «ТЕХИНВЕСТ» г. Уфа.

### **5. Экономическое обоснование.**

Экономическое обоснование данной работы будет складываться из стоимости изготовления фильтра, затрат на его испытание и монтаж в сравнении со стоимостью расходных, т. е. самих уплотнительных картриджей или ремонтных комплектов к ним, вкуче с простом оборудования по причине выхода из строя уплотняющих картриджей на примере ДНС «Попки».

По представленным выше, уже выпускающимся фильтрам ООО «Техинвест», была установлена ориентировочная цена одного фильтра в сборе со сменными картриджами. Она составляет от 870.000 до 1.000.000 рублей. Стоимость же всей предлагаемой фильтрационной установки только для ДНС «Попки»  $\approx$  3.000.000 рублей.

Изготовление одного фильтра в условиях ЦБПО согласно запрошенной калькуляции составит 211.053 рубля.

Для двух фильтров 430000 рублей с проведением гидравлического испытания.

Монтаж одного фильтра с байпасной линией обратной промывки займет ориентировочно 16 рабочих часов. Двух фильтров соответственно 32 рабо-



чих часа. Монтаж фильтрационной установки нужно приурочить к плановой остановке МФУ.

Затраты на персонал необходимый для монтажа составят: 6855 рублей.

Затраты на технику необходимую для монтажа составят: 14544 руб.

Итоговые затраты на фильтрационную установку из двух фильтров изготовленную в условиях ЦБПО для ДНС «Попки» составят: 437399 рублей.

Стоимость одного уплотняющего картриджа составляет 283747 рублей.

Стоимость одного ремонтного комплекта 184181 рубль.

В одном мультифазном насосе установлено четыре уплотняющих картриджа по паре с приводной и неприводной стороны. И из накопленного опыта эксплуатации мультифазных насосных установок следует, что вопреки рекомендации инструкции по эксплуатации, целесообразно менять оба картриджа ремонтируемой стороны.

То есть затраты только на ремонтные расходные материалы составят от 368362 до 567494 рублей. В условиях повышенного содержания мех примеси в транспортируемом потоке возникает необходимость замены всех картриджей, то есть затраты возрастают до 736724 и 1134988 рублей. И эти цифры не являются окончательными, так как работы по замене картриджей или их ремонту фактически производятся до снижения содержания мех примеси в потоке до приемлемых параметров.

Это с лихвой перекрывает стоимость изготовления, испытания и монтажа предлагаемой мной фильтрационной установки.

Экономический эффект налицо.

## **Нейтрализация сероводорода в продукции скважин Баяндыкского месторождения. Вчера, сегодня, завтра**

*С. В. Манаков*

*ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»*

В конце января 2008 года в пробную эксплуатацию была запущена скважина № 1 Баяндыкского месторождения. Продукция данной скважины обладает следующими параметрами: высокий газовый фактор — фактическое содержание газа в продукции скважин Баяндыкского месторождения составляет порядка 280 м<sup>3</sup> в 1 тонне нефти, низкая обводненность (до 5%) и аномально-высокое содержание сероводорода в нефти и газе, многократно превышающее предельно-допустимое значение, безопасное для жизни людей — содержание сероводорода в попутном газе составляет более 18,5% массовых, что соответствует более 185000 ppm., в нефти содержание составляет более 2500 ppm.,. Нейтрализация такого количества сероводорода в продукции, добываемой на Баяндыкском месторождении, и стала первоочередной задачей.

На начальном этапе эксплуатации Баяндыкского месторождения транспортировка добываемой нефти осуществлялась автоцистернами. С целью нейтрализации сероводорода в нефти и заливки ее в автоцистерны на площадке скважины № 1 был сооружен временный пункт налива, включающий



в себя: предварительную сепарацию газа, нагрев продукции в путевом подогревателе, подачу поглотителя сероводорода КОЛТЕК ПС-1657, перемешивание продукции и реагента до состояния мелкодисперсной эмульсии, конечную сепарацию газа, насосная, РВС-200 для хранения нефти и факельную систему.

На данном временном ДНС опытным путем производился подбор удельной дозировки поглотителя сероводорода и технологии его диспергирования. В результате удалось добиться содержания сероводорода в нефти на уровне 200 ppm.

Но существовал ряд значительных проблем в работе данной ДНС, которые в скором времени затруднили его работу:

1. ДНС была рассчитана на работу с объемом, равным суточной производительности скважины № 1;
2. Продукты реакции КОЛТЕК ПС-1657 и сероводорода, содержащегося в нефти, обильно откладывались, начиная от точки подачи реагента, что создавало дополнительные гидравлические сопротивления и уменьшение эффективного объема аппаратов.
3. Негерметизированная система транспортировки нефти (автоцистерны) с опасным для здоровья людей содержанием сероводорода в нефти, многократно превышающим нормы предельно-допустимых концентраций.

В середине апреля 2008 г. был сдан в эксплуатацию нефтепровод, соединивший Баяндыское месторождение с системой сбора Усинского месторождения в точке врезки в нефтепровод ДНС-8 — ДНС-2. Проблему негерметизированного транспорта удалось решить.

Борьба с отложениями носила более затяжной характер. За время работы временной ДНС на площадке скважины № 1 неоднократно возникала проблема частичного заполнения аппаратов, резервуара, трубопроводов и засорения фильтров продуктами реакции нейтрализации начиная от точки подачи реагента. Для борьбы с отложениями применялись следующие методы:

1. Ручная зачистка аппаратов.
2. Кислотные обработки.
3. Размывание пресной водой.

Последний способ борьбы с отложениями оказался более эффективным по сравнению с двумя предыдущими и в качестве профилактики накопления отложений было предложено подавать пресную воду, в объеме 10% от общего, непосредственно в поток продукции. Данное решение было реализовано на временной ДНС скважины № 1 подачей воды из водозаборной скважины и применяется по сегодняшний день на существующей ДНС «Баяндыская».

Данный фактор также благоприятно влияет на эффективность реакции нейтрализации поглотителя сероводорода, снижая содержание сероводорода.

В сентябре 2008 г. вышла из бурения скважина № 2 Баяндыского месторождения. Возникла проблема с производительностью временной ДНС на площадке скважины № 1. Содержание сероводорода в продукции скважины № 2 значительно превышало содержание сероводорода в продукции скважины № 1.



К тому времени существующая ДНС «Баяндыская» был готов к запуску в эксплуатацию. 8 сентября ДНС «Баяндыская» была запущена, а с 15 сентября началась постоянная эксплуатация данного объекта в штатном режиме.

По условиям эксплуатации трубопровода «ДНС «Баяндыская» — точка врезки в нефтепровод «ДНС-8 — ДНС-2» содержание сероводорода в перекачиваемой продукции не должно превышать 330 ppm. На данном этапе эксплуатации ДНС «Баяндыская» это основная задача!!!

Процесс снижения содержания сероводорода в продукции скважин Баяндыского месторождения на установке построен следующим образом:

1. Сепарация газа на сепараторах первой ступени.
2. Нагрев сепарированной продукции.
3. Конечная сепарация при давлении, приближенном к атмосферному.
4. Подача пресной воды, в объеме 10 % от общего.
5. Подача поглотителя сероводорода с утвержденной удельной дозировкой.
6. Глубокое диспергирование в кавитаторе.
7. Статический отстой в буферных емкостях I, II ступени и РВС-400.

Процесс нейтрализации сероводорода с помощью жидкого поглотителя — это дорогое удовольствие, поэтому чтобы не затрачивать столь дорогостоящий реагент на нейтрализацию сероводорода в газе, попутный газ, растворенный в нефти, решено сепарировать и сжигать на факеле.

Первые три ступени данной установки и осуществляют данную функцию.

После конечной ступени сепарации содержание сероводорода в дегазированной нефти составляет порядка 1500 ppm., после чего нефть попадает на узел смешения.

В момент попадания поглотителя сероводорода с его интенсивным перемешиванием с сероводородсодержащей нефтью нейтрализуется примерно 40 % сероводорода. Этот процесс интенсифицируется добавлением пресной воды, в объеме 10 % от общего объема, примерно до 50 %. Дополнительный плюс добавление пресной воды — разрыхление и унос продуктов реакции, которые образуются в момент перемешивания нейтрализатора с нефтью.

Анализ влияния применяемых методов нейтрализации представлен на следующем ряде графиков, соответственно:

- удельная дозировка поглотителя сероводорода;
- температура после блока печей;
- объемов подачи пресной воды;

Основные моменты влияния отдельных факторов при прочих равных условиях для удобства выделены.

По результатам проведенного таким образом анализа получены следующие результаты:

1. Эффективная удельная дозировка для поглотителя сероводорода КОЛТЕК ПС-1657 составляет 7,5 кг/т, для ГАСТРИТ К131 М марки С — 6 кг/т.
  2. Эффективная температура составляет 45–48 °С после блока печей ПП-0,63 и 20–22 °С на узле учета нефти.
  3. Эффективный объем подачи пресной воды составляет свыше 80 м<sup>3</sup>.
- При отсутствии подачи пресной воды обостряется не только проблема



повышенного содержания сероводорода в выходящей продукции, но и проблема отложения продуктов реакции нейтрализации в аппаратах, трубопроводах и фильтрах. Данные отложения согласно исследованиям ООО «ПечорНИПИнефть» поддаются разрушению только при нагреве до 50–60 °С и обработке 50% раствором азотной кислоты, что значительно менее рентабельно, чем пресная вода.

Расчетное время нахождения жидкости в аппаратах 2 ступени при сегодняшних объемах поступающей на ДНС продукции составляет порядка 12–13 часов. При последовательтельном включении в схему РВС-400 значительного снижения содержания сероводорода добиться не удалось ввиду кратковременности отстоя нижних слоев жидкости поступившей в РВС и постоянного подхвата отстоявшейся свободной воды с повышенной концентрацией сероводорода с мертвого остатка резервуара в процессе его откачки.

Ввиду неравномерности содержания сероводорода в продукции Баяндынского месторождения отладка технологического режима это кропотливая ручная регулировка с медленной обратной связью, так как анализ на содержание сероводорода в нефти проводится более 2 часов. Поэтому с целью стабилизации режимов подготовки продукции необходимо размещение на ДНС «Баяндынская» оборудования по сероочистке в соответствии с проектом обустройства разведочных скважин Баяндынской площади.

В состав проекта входят:

- установка очистки нефти от сероводорода, включая подпорную насосную подачи нефти в колонну отдувки;
- компрессорные станции низкого и высокого давления;
- установка аминовой очистки газа от сероводорода, включая регенерацию амина и осушку газа;
- установки получения элементарной серы из кислых газов;
- установку грануляции серы;

Сделаю примечание: Количество выбрасываемой элементарной серы с продуктами сжигания кислых газов к 2012 году (с учетом вновь вводимых скважин) составит до 1600 тонн в год. Уже на данный момент складывается ситуация, когда выбросы по ряду компонентов превысили предельно-допустимые концентрации, что приводит к вполне понятному недовольству местного населения. Именно для целей улавливания и утилизации возрастающих объемов серы, в данный проект включены установки по получению жидкой, а затем и гранулированной серы. Ввиду отсутствия круглогодичной инфраструктуры, соединяющей Баяндыское месторождение с федеральной трассой «Усинск — Харьков», на первом этапе предлагаю в летнее время временно утилизировать гранулированную серу в специально оборудованных котлованах-накопителях, что, правда, потребует некоторых капитальных вложений, которые также отражены в расчете экономической целесообразности проекта. Продолжу:

Данная модернизация объекта позволит:

1. Снизить содержание сероводорода в подготовленной на ДНС нефти до 20 ppm.
2. Снизить содержание сероводорода в подготовленном на ДНС газе до 20 ppm.



3. На 95% утилизировать попутный газ Баяндынского месторождения согласно утвержденной программы утилизации нефтяного газа организации группы «ЛУКОЙЛ» на 2008–2010 годы, снизить негативное влияние на окружающую среду и соответственно сверхнормативные выплаты за выбросы, реализовать часть подготовленного газа на УГПЗ.
4. Отказаться от жидких нейтрализаторов сероводорода и сопутствующих их применению проблем.
5. Прекратить искусственное обводнение продукции за счет прекращения подачи пресной воды.

Экономическая целесообразность проекта рассчитывается на основе перечисленных выше данных.

Затраты представлены общими капитальными затратами, которые составят 3 миллиарда 900 миллионов рублей, и общими эксплуатационными расходами на обслуживание вновь вводимых объектов в интервале от 380 до 730 миллионов рублей в год.

Окупаемость за счет внедрения сероочистки, рассчитанная в современных условиях складывается из:

- реализации нефти до 5,4 миллиарда рублей в 2020 году;
- экономии на жидких поглотителях сероводорода — до 920 миллионов рублей в 2020 году;
- экономии на вывозе бочко-тары из-под жидких нейтрализаторов сероводорода — до 4,5 миллионов рублей в 2020 году;
- экономии на штрафах за сверхнормативные выбросы — до 330 миллионов рублей в 2020 году;
- реализации подготовленного газа на УГПЗ — до 800 миллионов рублей в 2020 году;
- реализации гранулированной серы — до 2,6 миллионов рублей в 2020 году.

Исходя из капитальных и эксплуатационных затрат, реализации продукции и разного рода экономий, срок окупаемости строительства комплекса по сероочистке нефти и газа составляет 44 месяца.

После строительства комплекса по сероочистке нефти и газа:

- содержание сероводорода в нефти сократится с 900 до 20 ppm;
- газ будет готовиться до содержания сероводорода в нем до 20 ppm;
- не будет необходимости в закупке дорогостоящих жидких поглотителей сероводорода;
- появление свободных объемов подготовленного газа, который можно использовать как на собственные нужды, так и на реализацию;
- не будет проблем с отложениями продуктов реакции нейтрализации ввиду изменения механизма удаления сероводорода из продукции;
- подача пресной воды больше не понадобится;
- не будет затрат на утилизацию бочко-тары из-под жидких поглотителей сероводорода
- И ГЛАВНОЕ — срок окупаемости 44 месяца.



## Изучение транзитных зон на примере проведения сейсморазведочных работ 3Д в пределах Юрхаровского и Новоюрхаровского лицензионных участков

*С. И. Марченко*

ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»

Полоса мелководья, непосредственно примыкающая к береговой линии акваторий и получившая название «транзитной зоны», долгое время была недоступна как для морских геофизических исследований, так и, естественно, для наземных. Вследствие этого увязка геологических структур акватории и соседней суши, разделенных полосой мелководья, в большинстве регионов осуществлялась почти исключительно по материалам дистанционных, главным образом, аэромагнитных, съемок. По этой же причине транзитная зона, оставаясь практически «белым пятном» на картах изученности, выпадала из поля зрения геологов при проведении нефтегазопроисковых работ.

Вместе с тем известно, что многие нефтегазоносные районы, расположенные вблизи морских берегов, имеют на акватории свои продолжения. Поэтому зоны мелководья в отношении поисков нефти и газа представляют первоочередной интерес. Месторождения мелководных участков наиболее доступны для поисково-разведочного бурения и эксплуатации месторождений нефти и газа, не требуют протяженных морских трубопроводов и громоздких свайных оснований, что может сделать рентабельной разработку даже сравнительно мелких месторождений. В то же время они наименее всего изучены методами сейсморазведки. Таким образом, актуальность разработки методико-технологических основ изучения транзитных зон представляется очевидной.

Рассмотрим решение вопроса изучения транзитных зон на примере проведения сейсморазведочных работ 3Д в пределах Юрхаровского, Новоюрхаровского лицензионных участков.

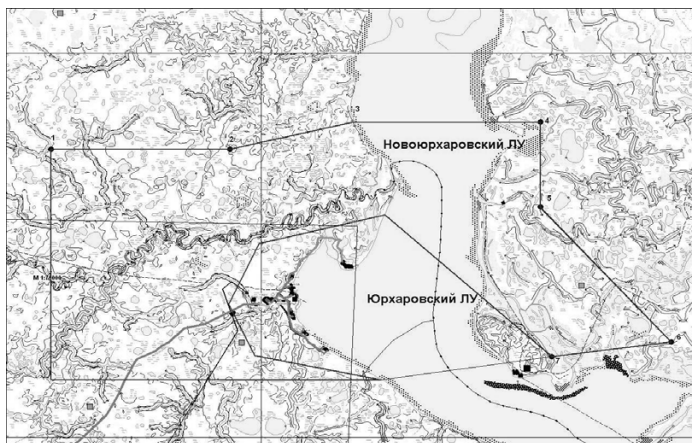


Рис. 1





С целью детального изучения геологического строения продуктивных пластов Юрхаровского месторождения, большая часть которого находится под акваторией Тазовской губы и изучения, перспективных ачимовских и юрских отложений, было принято решение о проведении детальных сейсморазведочных работ ЗД.

Проектом предусматривалось проведение работ в два этапа:

1. Акваториальная съёмка — сезон лета 2008 года.
2. Наземная съёмка — полевой сезон зимы 2008–2009 гг.

Для проведения работ в акваториальной части было задействовано предприятие ФГУНПП «Севморгео» имеющего опыт проведения работ 2 Д на данной территории.

В основе средств регистрации сейсмических данных при акваториальной съёмки лежит радиотелеметрическая система ВОХ. Каждый из полевых модулей имеет в своём составе радиобуй и подключённые к нему две кабельные миникосы, несущие по 4 гидрофона или сенсоры (гидрофон/геофон) каждая. Миникосы раскладываются по линиям приёма судами-расстановщиками. Принятый каналами сейсмический сигнал передаётся на радиобуй (рис. 2). Здесь сигналы оцифровываются, усиливаются и единым пакетом транслируются в эфир.

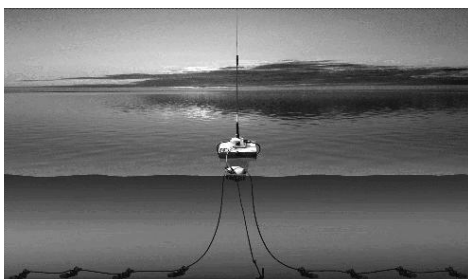


Рис. 2

Учитывая экологические требования проведения сейсморазведочных работ в акваториях, в качестве источника использовался групповой пневмоисточник Volt 1900LL-X.

Пневмопушки конфигурировались симметрично в две линии.

Пневмоисточники обеспечивались воздухом с помощью компрессорной станции, расположенной непосредственно на судне-источнике.

Сейсмические наблюдения на акватории проведены методом отражённых волн по методике общей глубинной точки. Система наблюдений крестовая, линии приёма и отстрела взаимно-ортогональны. Согласованная работа пневмоисточника и системы ВОХ обеспечивается контроллером управления отстрелом. Контроллер состоит из двух блоков, один из которых находится на судне-источнике и непосредственно управляет пневмоизлучателями, другой устанавливается в операторском помещении системы ВОХ на судне — базе.

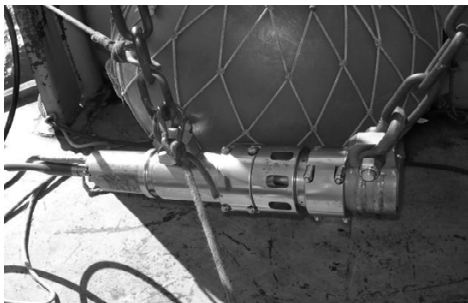


Рис. 3



Рис. 4

Первые работы на объекте, в северо-западной части площади, производились в соответствии с проектным заданием, необходимым условием которого было вынесение на сушу приёмных профилей, на длину перекрытия с существующими наземными работами. В виду соблюдения экологических норм, размотка кос на суше планировалась с применением лёгкого, плавающего вездехода. Однако протаивавшая тундра, представленная обводнённым кочковатым болотом, превращающаяся в грязь глубиной до метра, не позволила работать лёгким вездеходом. Применение тяжёлых вездеходов при отсутствии снежного покрова запрещено.

В связи с возникшими вопросами по выносу приёмных линий в зоне перекрытия, непосредственно на судне-база «Геостандарт» было проведено техническое совещание с представителями всех заинтересованных сторон, где были приняты ряд технических решений:

1. Сократить вынос приёмных профилей на сушу до 200 м.
2. Увеличить процент двухкомпонентных датчиков (гидрофон/геофон) в прибрежных расстановках.
3. Произвести сгущение точек возбуждения за счёт уменьшения интервала профилей возбуждения как минимум в два раза. Это дало увеличение кратности наблюдений в зоне перекрытия в два и более раза.

Внедрение данных решений позволило успешно отработать на акваториальной части объекта в объёме 185,62 км<sup>2</sup>, с учётом предстоящих наземных работ зимнего сезона 2008–2009 гг.

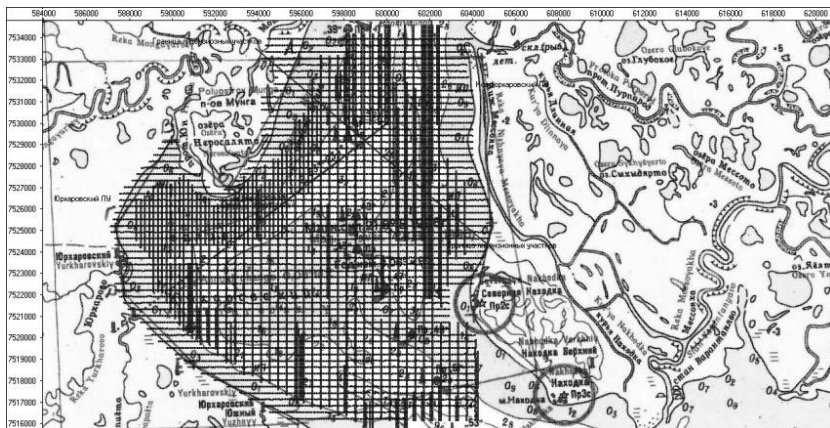


Рис. 5. Фактическая схема отработанных профилей



Получен куб по акваториальной части сейсморазведочных работ, материалы поступили на вычислительный центр и обработаны.

Получены глубинные временные сейсмические разрезы по отражающим горизонтам и сопоставлены с геологическими границами.

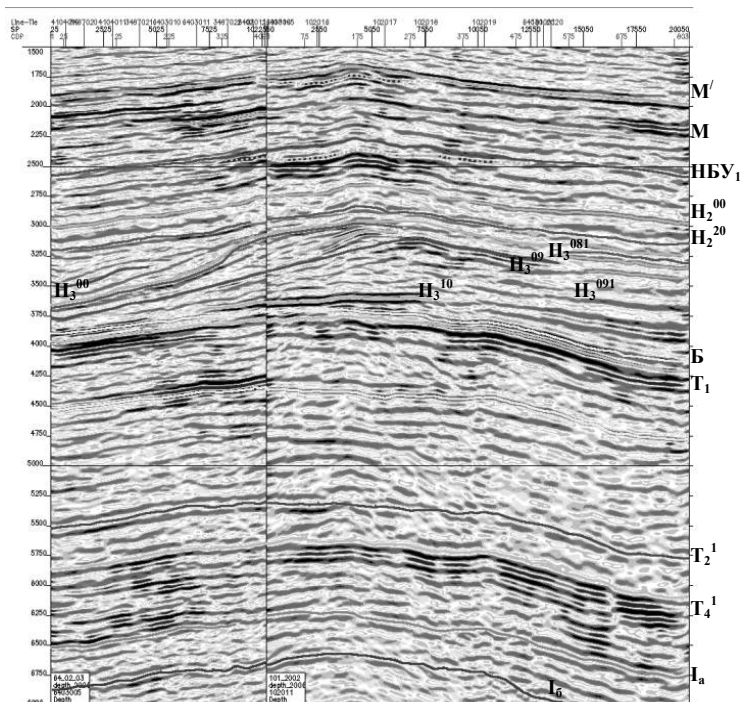


Рис. 6. Глубинный сейсмический разрез

Исходя из опыта проведения сейсморазведочных работ в полярной части Западной Сибири, для получения наиболее качественного материала в наземной части работ выбран взрывной тип источника.

Для отработки водоохранной части площади, а также с выходом на лёд Тазовской губы и промышленной части территории было принято решение о применении импульсных источников СЭМ-100. Рис № 8, 9. По факту для отработки наземной съёмки потребовалась организация двойной сейсморазведочной партии укомплектованной для работы взрывным и импульсным источниками.



Рис. 7. Работа буровзрывного отряда

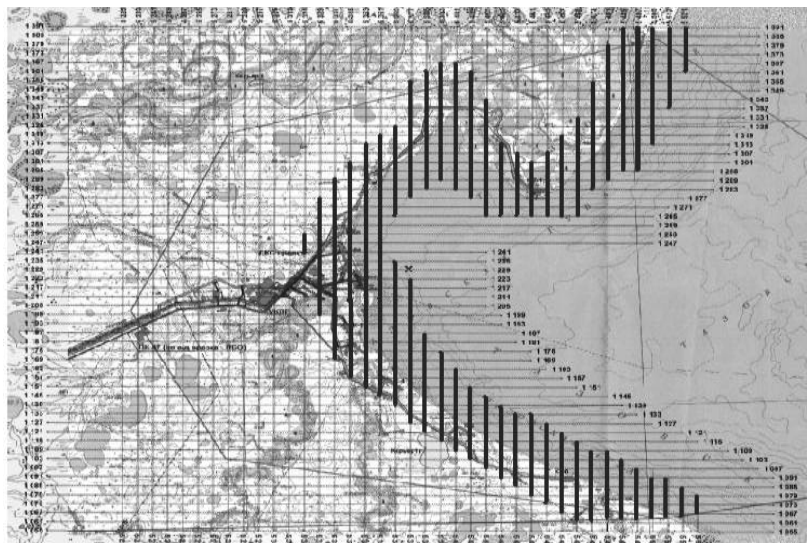


Рис. 8. Профили возбуждения импульсных источников СЭМ-100



Рис. 9. Импульсные источники возбуждения Eniseй СЭМ-100

Одним из решений в проведении наземной части съёмки было дублирование пунктов возбуждения на границе исследований взрывным и импульсным источниками

Все технические решения, принятые во время проведения сейсморазведочных работ ЗД на Юрхаровском и Новоюрхаровском лицензионных участках сводились к получению качественного материала и взаимно увязанных сейсмических данных, полученных разными техническими средствами. Общий объём съёмки ЗД составил 375 км<sup>2</sup>.

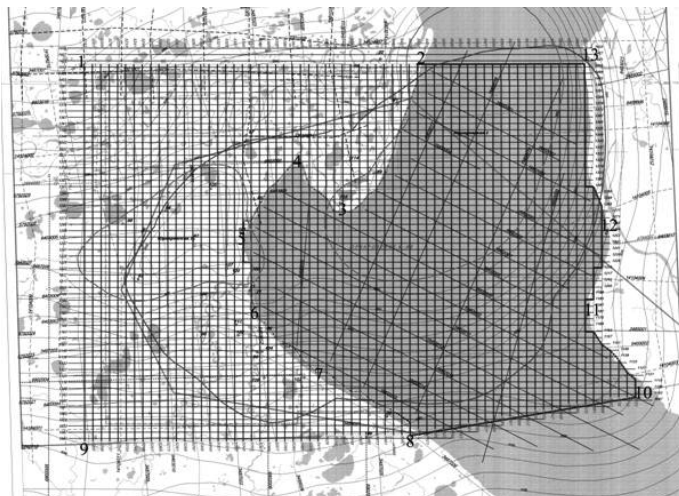


Рис. 10. Единый куб сейсморазведочных работ 3Д

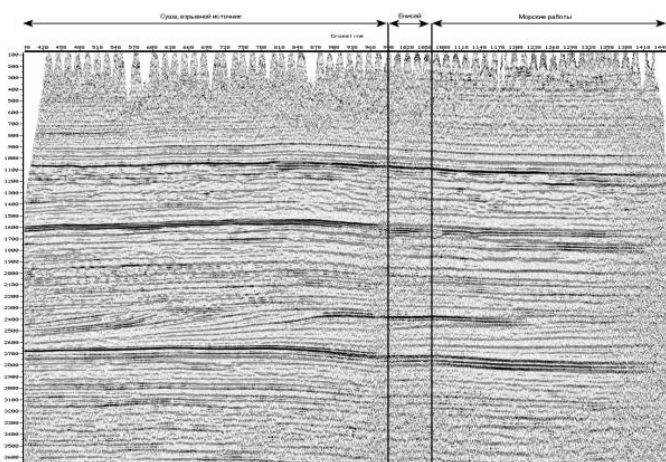


Рис. 11. Фрагмент предварительного куба

Таким образом, можно с уверенностью сказать, что впервые в ЯНАО проблема проведения сейсморазведочных работ в транзитной зоне решена на высоком технико-методическом уровне.

Данные полученные после обработки и интерпретации будут использованы для уточнений постановки эксплуатационного бурения и выбора объектов для поискового бурения.

В завершении хочется отметить перспективность изучения транзитных зон в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа.



По оценкам всероссийского нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института 25,3% промышленных запасов УВ российского шельфа приходится на Карское море, что в свою очередь говорит о высокой перспективности изучения транзитных зон Обской, Тазовской, Байдарачской, и Гыданской частей шельфа.



Рис. 12. Перспективность изучения транзитных зон

Суммируя сказанное, можно с уверенностью полагать, что, несмотря на все существующие проблемы, изучение и последующее освоение транзитных зон в ближайшем будущем получат значительный импульс. В отличие от открытого моря, составляющего федеральную собственность, транзитные зоны в большинстве своем входят в состав территориальных вод субъектов Федерации, что создает дополнительные предпосылки для их активного освоения.

### **Оценка результативности функционирования интегрированной системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды**

*Е. А. Мерзлякова*

*Научный руководитель: Ш. Ш. Лейфутдинов  
ОАО «Удмуртнефть»*

В современном мире вопросы управления промышленной, экологической безопасностью и охраной труда являются частью общего менеджмента предприятия. Признанным эффективным инструментом управления в дан-



ной области является система менеджмента по требованиям международных стандартов ISO 14001:2004 «Системы экологического менеджмента» и OHSAS 18001:2007 «Системы менеджмента профессионального здоровья и безопасности».

Сегодня на большинстве предприятий проводится лишь количественная оценка реализации мероприятий в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды (ПБ, ОТ и ОС). Однако, целесообразно использование оценки результативности и эффективности проводимых мероприятий.

В проектной работе разработана Система оценки, которая позволит в рамках функционирующей в ОАО «НК «Роснефть» Интегрированной системы управления ПБ, ОТ и ОС определять результативность и эффективность проводимых мероприятий. Получение показателей результативности предоставит возможность оптимизировать планирование мероприятий и финансовых затрат на их реализацию, а также обеспечит выполнение обязательного требования международных стандартов — «постоянное улучшение».

Исходя из основного элемента цикла Деминга «постоянное улучшение», на котором основаны международные стандарты, в проектной работе предлагается система оценки результативности Интегрированной системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды на примере Нефтяной Компании «Роснефть».

В проекте предлагается оценивать результативность системы управления на основе дифференцированного подхода к оценке рисков всех видов воздействия предприятия на окружающую среду и персонал (на примере управления опасностью «Заболевание работников природно-очаговыми инфекциями» в 2008 г.).

Расчет результативности основан на использовании основных видов затрат: плановых (средства бизнес-плана), непроизводительных (штрафы, убытки и т.п.) и предотвращенных (потенциально возможных затрат). Предлагается оценивать результативность на этапе планирования ( $P_{\text{план}}$ ) для обоснования необходимости мероприятий и по факту выполнения мероприятий ( $P_{\text{факт}}$ ).

1. Оценка плановой результативности управления опасностью для персонала «Заболевания работников природно-очаговыми инфекциями» в 2008 г.:

$$P_{\text{план}} = \frac{\Delta'}{Z_{\text{план}}} = \frac{9884052}{2008768} = 4,92,$$

где результативность плановая ( $P_{\text{план}}$ ) — отношение предотвращенных затрат (затрат, которые предприятие может избежать при управлении приоритетными аспектами и опасностями) с учетом вероятности ( $\Delta'$ ) к плановым затратам ( $Z_{\text{план}}$  — затратам, запланированным в бизнес-план на мероприятия).

Плановая результативность управления рассматриваемой опасностью составила 4,92, т.е. управление опасностью экономически оправдано, т.к.  $P_{\text{план}}$  показывает, что затраты на управление более, чем в 4 раза выгоднее затрат на издержки, которые могут возникнуть.

2. Оценка фактической результативности управления опасностью для персонала «Заболевание работников природно-очаговыми инфекциями» в 2008 г.:



При оценке фактической результативности ( $P_{\text{факт.}}$ ) проведенных мероприятий внесена правка на полученные непроизводительные затраты — затраты на ущербы, штрафы, выплаты по инвалидности и др. Непроизводительные затраты составили 0 руб., однако показатель результативности изменился.

$$P_{\text{факт.}} = \frac{\Delta' - HЗ}{З_{\text{факт.}}} = \frac{9884052}{1951298} = 5,06 .$$

Изменение фактической результативности по сравнению с плановой связано с тем, что на мероприятия по управлению опасностью было затрачено меньше средств, чем планировалось.

3. Оценка эффективности мероприятий и работы исполнителей по мероприятиям.

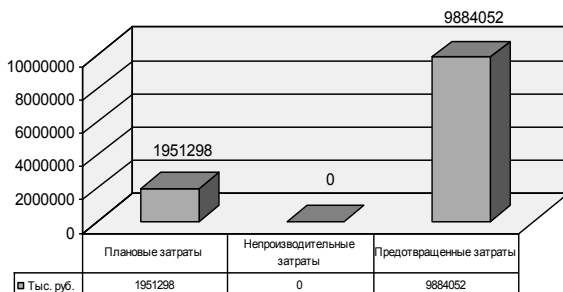
Предлагаемая в работе оценка результативности позволяет оценить плановую, фактическую результативность управления основными видами воздействий на окружающую среду и персонал, а также рассчитать отклонения фактической результативности от запланированной, что будет показывать эффективность мероприятий и работы исполнителей по мероприятиям.

В приведенном случае результативность фактическая выше, чем плановая за счет снижения затрат на мероприятия по причине уменьшения цены, соответственно, в течение года управление опасностью имело положительные тенденции.

$$\Delta P = P_{\text{факт.}} - P_{\text{план.}} = 0,14 .$$

В работе также представлен способ демонстрации результативности способом построения диаграммы, по которой видно, что если плановые затраты увеличиваются то непроизводительные затраты либо отсутствуют, либо снижаются, а предотвращенные затраты остаются на том же уровне.

#### Результативность управления риском опасности № 4



В то же время, сделан вывод, что если плановые затраты не увеличиваются или снижаются, то непроизводительные затраты растут в несколько раз, в том числе за счет не предотвращенных затрат.

Таким образом, определив результативность всех видов воздействия предприятия на персонал и окружающую среду, оценивается результатив-





ность и эффективность Интегрированной системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды в целом.

$$P_{\text{факт.}} = \frac{\Delta' - НЗ}{З_{\text{факт.}}} = \frac{498,3 - 0,8}{67,0} = 7,4.$$

Показатель эффективности системы управления 7,4 говорит о высоком уровне управления в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды ОАО «Удмуртнефть» в 2008 г.

### Выводы

Полученные результаты, применение Системы оценки результативности в Компании:

- Возможность высшего руководства в режиме «on-line» ознакомиться с результативностью ИСУ на разных уровнях (ДО и ОАО «НК «Роснефть» в целом).
- Оптимальное использование финансовых ресурсов на мероприятия по снижению негативного воздействия на окружающую среду и персонал (элемент бизнес-планирования).
- Повышение результативности управления деятельностью в области ПБ, ОТ и ОС.
- Повышение прозрачности деятельности Компании в области управления ПБ, ОТ и ОС.
- Увеличение капитализации предприятия за счет роста стоимости акций.

### Разработка, опыт применения инвертно-эмульсионного раствора и перспективы его повторного использования

*А.Н.Мисевич*

*ООО «ПермНИПИнефть»*

**Цель работы:** разработка инвертно-эмульсионного бурового раствора для проводки скважин со сложным профилем, большим проложением, горизонтальных скважин, в том числе для вскрытия продуктивных пластов. Отличительной особенностью раствора должны стать экологическая безопасность и возможность его утилизации.

**Результаты:** Разработанный инвертно-эмульсионный раствор прошел опытно-промысловые испытания и успешно используется в качестве промывочной жидкости при строительстве скважин со сложным профилем на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ» в настоящее время.

**Состояние работы:** Разработанный инвертно-эмульсионный раствор прошел опытно-промысловые испытания и успешно используется в качестве промывочной жидкости при строительстве скважин со сложным профилем на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ» в настоящее время.



В рамках работы сравнение технико-экономических показателей с зарубежными не проводилось.

**Область применения предлагаемой разработки:** разработанный инвертно-эмульсионный буровой раствор рекомендуется к применению в качестве промывочной жидкости при строительстве скважин со сложным профилем, большим проложением, горизонтальных скважин, в том числе для вскрытия продуктивных пластов и скважин в потенциально неустойчивых терригенных отложениях.

## **Внедрение нового метода измерения уровня подвижного слоя катализатора комплекса каталитического риформирования бензина ЛФ-35/21-1000**

*Д. А. Молоков*

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» в г. Кстово*

Каталитический риформинг является одним из важнейших процессов современного нефтеперерабатывающего завода, который обеспечивает производство высокооктанового бензина, индивидуальных ароматических углеводородов и водородосодержащего газа. В настоящее время многие нефтяные компании ориентируются на внедрение установок с непрерывной регенерацией катализатора. Удельный вес технологии каталитического риформинга в составе НПЗ в мире составляет более 20%, при этом 87% установок риформинга, введенных за последние 20 лет, приходится на процесс с непрерывной регенерацией.

Непрерывная регенерация катализатора (НРК) позволяет увеличить экономическую эффективность технологической установки и повысить стабильность качества выпускаемой продукции в течение всего межремонтного цикла.

Транспорт катализатора по системе катализаторпровода обеспечивается работой затворного бункера, где по сигналу от уровнемеров формируется порция катализатора для последующего перемещения. Контроль за движением катализатора осуществляется по показаниям уровнемеров в промежуточных аппаратах. Качественная работа приборов измерения уровня оказывает непосредственное влияние на стабильность работы секции регенерации.

Предложенный лицензиаром (УОР, США) изотопный метод измерения уровня путем просвечивания катализатора ионизирующим излучением при наличии положительных моментов имеет ряд существенных недостатков:

1. При использовании мощных источников излучения ( $\text{Co}^{60}$ ,  $\text{Cs}^{137}$ )
  - необходимость наличия у предприятия лицензии на осуществление деятельности в области использования атомной энергии;
  - создание инфраструктуры на предприятии, обеспечивающей перемещение, складирование, сохранность радиоактивных веществ;
  - для обслуживания приборов требуется специально обученный персонал;



- дополнительные риски, связанные с возможностью радиационного заражения.
- 2. При использовании слабых источников излучения (изотоп  $\text{Na}^{22}$ )
  - надежность работы установки ставится в зависимость от колебаний естественного радиационного фона;
  - малый период полураспада (2 года) увеличивает эксплуатационные затраты на частую замену источников.

*В свете вышеизложенного актуальной является задача по поиску альтернативного метода измерения уровня подвижного слоя катализатора, позволяющего повысить надежность работы технологической установки, уменьшить эксплуатационные затраты на приборы и отказаться от осуществления деятельности в области использования атомной энергии.*

Объектом исследования данной работы является блок непрерывной регенерации катализатора установки каталитического риформирования бензина ЛФ-35/21–1000.

Предмет исследования — метод измерения уровня подвижного слоя катализатора.

Целью данной работы является внедрение альтернативного метода измерения уровня подвижного слоя катализатора на установке каталитического риформирования бензина с непрерывной регенерацией катализатора ЛФ-35/21–1000.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

1. Изучен объект исследования, выполнен сбор и анализ статистической информации по нарушению технологического режима.
2. Исследованы возможности существующих методов измерения уровня и их применимость к заданным условиям.
3. Обоснован выбор флексрадарного метода, проведена оценка его надежности и экономической эффективности.
4. Разработаны схемы интеграции приборов в существующую РСУ.

### **1. Описание объекта исследования**

Установка каталитического риформинга ЛФ-35/21–1000 с блоком непрерывной регенерации катализатора введена в эксплуатацию во 2 квартале 2004 года.

Для измерения уровня подвижного слоя катализатора в аппаратах применяются изотопные уровнемеры НТЦ «Экофизприбор» с маломощными источниками гамма-излучения  $\text{Na}^{22}$ .

В процессе эксплуатации объекта была выявлена высокая зависимость стабильности работы уровнемеров от изменения естественного фонового излучения (связанного с изменением погодных условий).

Нестабильность работы приборов приводит к внеплановым остановам секции регенерации, которые в свою очередь влекут за собой экономические убытки для предприятия, выраженные в прямых потерях от простоя и косвенных потерях, определяемых временем работы персонала по устранению причин останова.



В ходе исследования описанной проблемы был проведен сбор статистической информации за I полугодие 2006 г. по остановкам секции регенерации. Сведения о времени простоя блока НРК (в часах), в зависимости от причин остановки представлены на диаграмме 1. Анализ статистических данных показывает, что 40% времени из общего времени простоя блока, связано с нестабильной работой приборов измерения уровня.

## 2. Исследование возможностей методов измерения уровня и их применимость к заданным условиям

Анализ применимости существующих методов по характеристикам продукта и условиям процесса для измерения подвижного слоя катализатора представлен в таблице 1, принимая во внимание условия монтажа на технологических аппаратах можно сделать вывод, что для измерения уровня катализатора, кроме существующего, радиоизотопного метода, применим также флексрадарный метод с тросовым волноводом.

Таблица 1

### Сравнительный анализ методов измерения уровня

Метод	Критерии применимости методов					
	Характеристика продукта		Условия процесса		Условия монтажа	Стоимость эксплуатации
	Сыпучий материал	Наличие пыли	Давление до 5 атм	t до 400 °С		
Ультразвуковой	+	не прим.	+	не прим.	не прим.	+
Радиоизотопный	+	+	+	+	+	-
Флексрадарный	+	+	+	+	+	+
Радарный	+	+	+	+	не прим.	+
Сервомеханический	+	+	+	+	не прим.	-
Кондуктометрический	+	не прим.	+	+	не прим.	+
Емкостный	+	не прим.	+	+	+	+

## 3. Расчет затрат на внедрение и оценка экономической эффективности

Капитальные затраты на приобретение и установку флексрадарных уровней приведены в табл. 2.

Для поддержания температурного режима регенератора используются электроннагреватели 400-Н1,2,3 суммарной мощностью 582 кВт\*ч. В ходе нормального технологического режима большая часть энергии высвобождается в регенераторе за счет сжигания кокса, поэтому нагреватели, управляемые



Таблица 2

**Капитальные затраты на реализацию проекта**

№ п/п	Наименование	Стоимость, тыс.руб.
1	Оборудование*	360
2	Материалы*	19,4
3	Строительно-монтажные работы*	18,67
4	Наладка оборудования*	17,38
<i>Итого:</i>		<i>415,45</i>

\* На основании сметы по дефектной ведомости.

тиристорными преобразователями, работают на малой нагрузке. В момент горячего останова дополнительной энергии в регенераторе не образуется, при этом на поддержание заданного температурного режима тратится большее количество электрической энергии. В ходе эксперимента было установлено, что разница в потреблении электрической энергии нагревателями в ходе выжига и во время горячего останова составляет в среднем 40%, что в пересчете на мощность составляет 232,8 кВт\*ч.

Таким образом, прямые потери предприятия от нахождения регенератора в режиме горячего останова составляют 619,3 руб./час. Приведенная в первом разделе статистика сбоев технологического режима блока НРК позволяет подсчитать среднюю годовую продолжительность простоя оборудования по вине нестабильной работы уровнемеров, что составило 280 час./год или 173,39 тыс. руб./год.

Малый период полураспада источников излучения Na<sup>22</sup> (2 года), обуславливает большие эксплуатационные затраты на поддержание изотопных уровнемеров в рабочем состоянии, а именно, необходима частая (1 раз в 2 года) замена источников. Для контроля за движением катализатора на установке используется 3 непрерывных уровнемера и 4 сигнализатора уровня. Количество используемых источников — 42 шт., что при стоимости 20,634 тыс. руб./шт. обходится предприятию в 433,31 тыс. руб./год.

Таким образом, ожидаемый экономический эффект от внедрения предложенного метода измерения уровня катализатора составит 606,7 тыс.руб./год, что позволит окупить затраты на его внедрение менее, чем за девять месяцев.

#### **4. Интеграция приборов в существующую технологическую схему и РСУ**

Настоящим проектом предусматривается установка четырех флексрадарных уровнемеров. Формирование дискретных сигналов для управления процессом, при достижении предельных значений по показаниям этих приборов, реализовано в РСУ.

Пример схемы включения одного флексрадарного уровнемера в РСУ приведен на рис. 1, внешний вид обновленных технологических экранов (с программными ключами) представлен на рис. 2.

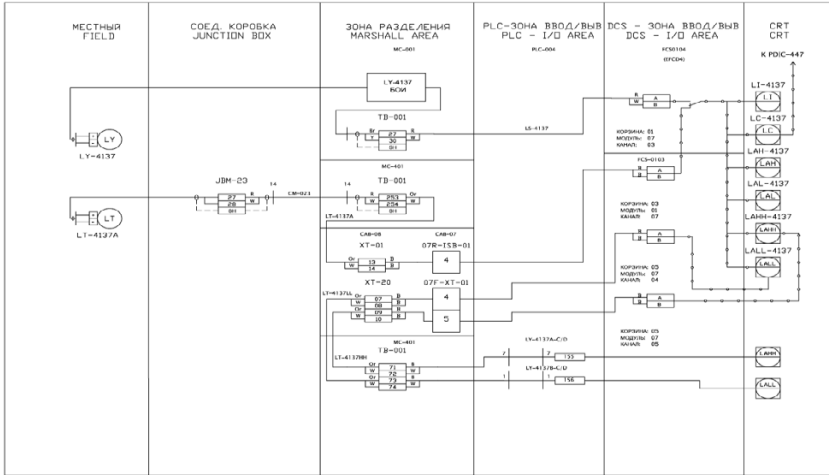


Рис. 1. Схема включения флексардарных уровнемеров в РСУ

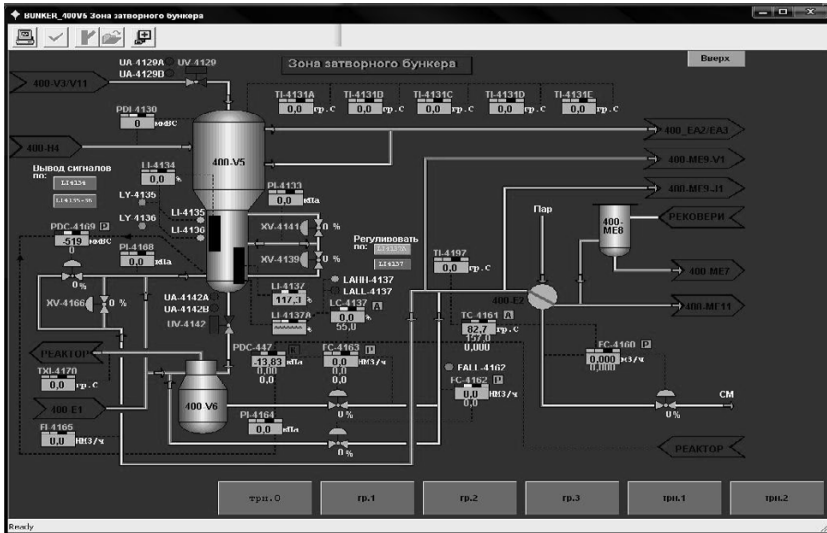


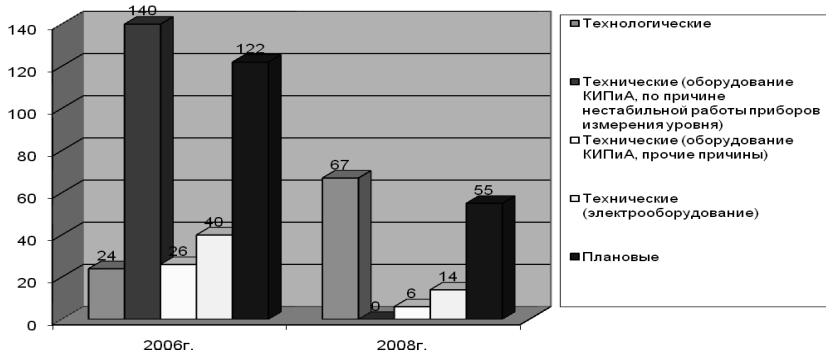
Рис. 2. Внешний вид обновленного технологического экрана

После реализации проекта на установке ЛФ-35/21–1000 в ходе опытного прогона проводилось фиксирование сбоев в работе блока непрерывной регенерации катализатора. Сведения о причинах простоя блока НРК за I полугодие 2008 г. по сравнению с аналогичным периодом 2006 г. представлены на диаграмме 1.



## Диаграмма 1

Сведения о причинах простоя блока НРК за I полугодие 2008г. по сравнению с аналогичным периодом 2006г.



Таким образом, внедренный метод привел к существенному улучшению показателей работы секции регенерации катализатора — количество внеплановых остановов, по причине отказа приборов измерения уровня, снижено до нуля за отчетный период.

На рис. 3 приведены тренды позиций измерения уровня, отражающие качественное сравнение стабильности работы изотопного и флексадарного уровнемеров.

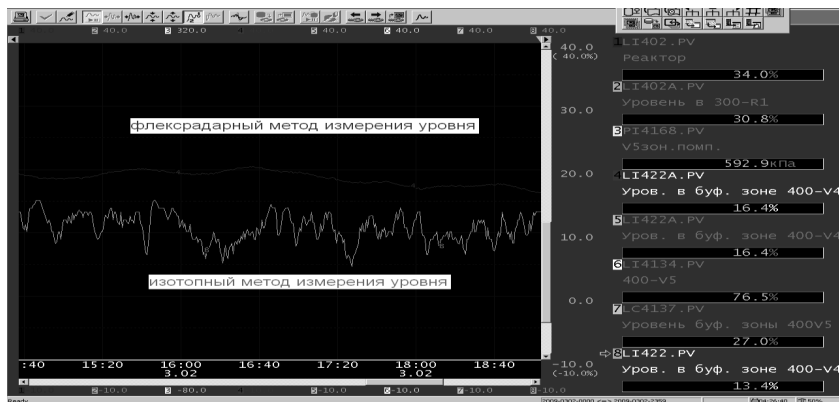


Рис. 3. Тренд уровня катализатора в разбашающем бункере

Использование непрерывного уровнемера поз. LT-4134, взамен двух дискретных датчиков LSH-4135 и LSL-4136 позволило значительно упростить процедуру «калибровки затворного бункера», то есть дало возможность варьировать порцию катализатора, получаемую за один цикл, при необходимости, путем изменения уставки срабатывания поз. LT-4134 в PCSU, без последующего взвешивания полученной порции. Ра-



нее этот процесс, описанный в технологическом регламенте установки, подразумевал остановку блока НРК, разгерметизацию оборудования, механическое перемещение сигнализаторов по направляющим, проверку срабатывания этих сигнализаторов и взвешивание полученной порции на весах. После установки непрерывного уровнемера, перекрывающего диапазон обоих сигнализаторов, процедуру взвешивания необходимо было выполнить один раз и получить зависимость между % уровня в известном объеме и массой катализатора, заполняющего этот объем. Автоматизация процесса качественно улучшила условия труда обслуживающего персонала.

### Заключение

Работа внедрена в производство на установке ЛФ-35/21–1000, ПМТ, ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез».

В ходе реализации проекта были достигнуты следующие показатели:

Снижено количество внеплановых остановов блока регенерации по причине отказа приборов измерения уровня до нуля за отчетный период.

Автоматизирован процесс изменения порции катализатора, подаваемой на выжиг кокса, за счет изменения уставки срабатывания непрерывного уровнемера затворной зоны затворного бункера в РСУ.

Уменьшены эксплуатационные затраты на измерение уровня подвижного слоя катализатора на 606,7 тыс. руб/год.

Таким образом, использование предложенного метода измерения уровня подвижного слоя катализатора улучшило технико-экономические показатели работы установки, спроектированной ведущим мировым лицензиаром процесса каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора фирмой UOPLtd (США).

Данная работа может явиться основой для модернизации действующих установок с подвижным слоем катализатора на нефтеперерабатывающих предприятиях. При этом необходимо рассмотреть вопрос о внедрении предложенного метода на стадии проектирования для подобных установок, где, ввиду значительно большей стоимости изотопных уровнемеров, будет достигнут более значительный экономический эффект.

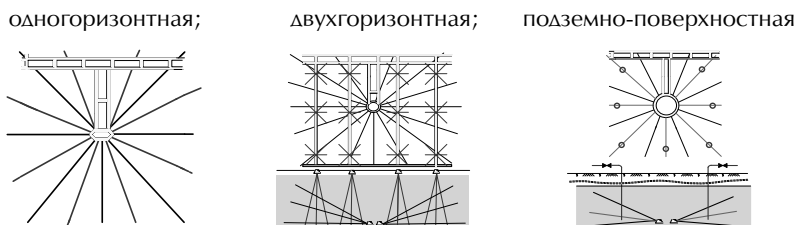
## **Внедрение системы контроля и регулирования объемов закачиваемого теплоносителя в нефтяные пласты при поверхностно-подземном способе добычи нефти**

*И. Г. Мухамедов*

*ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз»*

На сегодняшний день добыча нефти на Ярегском нефтетитановом месторождении осуществляется при помощи следующих основных систем разработки:





### Подземно-поверхностная система разработки

В ближайшем будущем планируется отказаться от одногоризонтной и двухгоризонтной систем, поэтому подземно-поверхностная система разработки, принята как основная.



Данная система предусматривает закачку пара через вертикальные скважины, пробуренные с поверхности по контуру разрабатываемого уклонного блока, а добыча нефти производится подземными добывающими скважинами, пробуренными из галереи. Для более равномерного распределения пара по пласту и повышения его охвата тепловым воздействием, из галереи бурятся парораспределительные скважины, которые пересекают вертикальные нагнетательные скважины или проходят через зону их влияния.

Для этой системы разработки, в отличие от двухгоризонтной, не требуется проходить полевые штреки в надпластовом горизонте для закачки пара, вследствие чего снижаются объемы проведения горных работ в 2–3 раза. Кроме того, уменьшаются объемы бурения подземных скважин в 6–8 раз, а интенсивный прогрев пласта обеспечивается закачкой пара большого давления (до 1,0 МПа). Согласно проведенным расчетам, срок отработки уклонного блока может сократиться в 1,5–2 раза, при этом планируемый коэффициент нефтеизвлечения достигнет 60%, а паронефтяное отношение составит 2,1 т/т.

Но есть и некоторые негативные моменты при разработке данной системы.

В результате закачки пара в объемах, превышающих расчётные, происходит перегрев пласта или наоборот — при недокачке получаем недостаточный прогрев массива, что отрицательно влияет на объемы добываемой нефти. Указанные случаи имеют место, так как регулировка объемов закачиваемого теплоносителя и контроль температуры пласта осуществляется «вручную». Замеры температуры добываемой жидкости производят работни-



ки геологической службы при геологических замерах по каждой добывающей скважине уклонного блока. Замеры производятся регулярно, но вследствие значительного количества скважин в каждом уклонном блоке периодичность замеров составляет 1 раз в неделю. По результатам замеров принимается решение об увеличении (уменьшении) подачи пара по пароподающим скважинам, при этом учитывается установленное влияние скважины на каждый сектор уклонного блока. Регулировка объемов подачи теплоносителя в пласт производится запорной арматурой, установленной на устье скважины, которая для этого не предназначена.

Также, из-за отсутствия «поскважинного» контроля закачки теплоносителя в пласт (контроль осуществляется за уклонным блоком в целом), возникает сложность с определением секущей скважины, т.е. скважины, в которой пар уходит в туфитовый горизонт. Вследствии этого- огромные потери добываемой нефти (до 90 т/сутки).

Недостатки указанного (действующего) метода контроля и регулирования объемов закачки пара:

1. Инерционность системы «закачка пара — замер — регулировка объемов закачки» часто приводит к перегреву или недогреву пласта.
2. Регулировка объемов закачки производится при помощи запорной арматуры, не предназначенной для этих целей.
3. Отсутствует информация об объемах закачки по каждой пароподающей скважине.

С целью устранения указанных недостатков, предлагается внедрить «Систему дистанционного управления и контроля над объемами закачки теплоносителя в пласт».

Данная система включает в себя осуществление регулировки закачиваемых объемов с помощью сегментных дисковых клапанов.

### **Сегментный дисковый клапан**

Клапан состоит из комбинации фиксированного и подвижного сегментных дисков. Это делает возможной высокоточную настройку клапана, необходимую для современных высококачественных установок (диапазон регулирования до отношения 1:70).

Сегментный дисковый клапан помогает снизить затраты, и, что важнее, экономить время, так как в случае текущего ремонта диски легко заменяются.

Благодаря прочной конструкции и разнообразию используемых сред, его можно использовать для контроля потока как газов, так и жидкостей. Естественно, сегментный дисковый клапан можно также использовать для меняющихся направлений потока и клапан можно легко преобразовать из полнопроходного в запорный простым поворотом подвижного сегментного диска.

Принцип функционирования сегментного дискового клапана очень прост: сегментный диск закреплен в корпусе перпендикулярно к направлению потока. Размер диска варьируется в зависимости от условного диаметра клапана, в то время как его форма всегда одна и та же. Задействуя опреде-



ленное количество сегментов, можно максимизировать коэффициент расхода, или, переключая их, минимизировать.

Клапан открыт



Клапан открыт наполовину



Клапан почти закрыт



Второй, подвижный, диск с идентичным количеством сегментов, который приводится во вращение посредством касательного толкателя, смонтирован сверху неподвижного. Благодаря этому сечение потока можно менять непрерывно. В этих целях может быть достигнут фактически любой расход путем точной настройки.

Другое преимущество данного принципа функционирования вытекает из касательного действия присоединительного стержня диска. Благодаря такому устройству посредством малой приложенной силы создается высокое значение крутящего момента, делая возможным применение энергосберегающих приводов.

Подвижный диск, независимо от приложенного перепада давлений, все время прижат к неподвижному посредством набора пружин. По этой причине клапан может быть установлен в любом положении.

Сегментный дисковый клапан демонстрирует уровень герметичности с потерями менее 0,01 % от коэффициента расхода.

Следующий момент — это осуществление контроля и регистрации температур, давлений, клапанов и мониторинг при помощи программного обеспечения DAKSwin.

### Программное обеспечение DAKSwin.

Это компактная система контроля под управлением компьютера. Она позволяет управлять максимально 120 клапанами, 80 датчиками (4–20 тА) и приблизительно 80 входными и выходными сигналами.

При установке программного обеспечения для управления и блока управления в диспетчерской, можно оперативно реагировать на температурные изменения нефтяного пласта.

Преимущества управления при использовании программного обеспечения: простое обслуживание, автокалибровка клапанов, программируемый режим выходных, позволяет объединять автоматическое и ручное управление, управление давление-время-продукт.

В автоматическом режиме система контроля и управления может сама считывать данные, полученные в ходе замеров и автоматически регулировать положение подвижного сегментного диска.

Электроизмерительное оборудование собирает рабочие данные, такие как, давление, температура и положения клапанов с разных компонентов установки и передает эти данные в цифровой форме по кабелю данных на персональный компьютер.



ПО DAKS, основываясь на сосредоточенных в компьютере сотнях единиц информации, генерирует виртуальный образ установки. Собранные данные непрерывно регистрируются в удобной для восприятия форме и формируют базис для управления потоками пара при помощи электрически управляемых клапанов.

### Экономические показатели

Внедрение данной системы было рассмотрено на примере уклонного блока 345 Север панель № 1. Установленные клапана полностью «посквжинно» регистрируют температуру и давление и данные передаются на диспетчерский пункт, где они обрабатываются и происходит регулировка положения подвижного диска, т.е. увеличение или уменьшение закачиваемых объемов прямо с диспетчерского пункта.

Далее приведены затраты, возникающие при внедрении данного оборудования

Вид затрат	Количество, шт	Цена, тыс. руб.	Стоимость, тыс. руб.
Паровая задвижка SPV-E210 DN100 PN25/40 с электроприводом PSL210	12	1046,1	12553,2
Датчик давления 0–25 бар, включая импульсную трубку, задвижку и уплотнения для обеспечения герметичности. Для каждого клапана устанавливается датчик «До» и датчик «После» для измерения дифференциального давления	24	176,2	4228,8
Датчик температуры PT100. Перед каждой задвижкой устанавливается данный термометр сопротивления, который в комбинации с Датчиком давления позволяет вести корректную регистрацию данных и учет	12	122,8	1473,6
Центральная система управления Damko 600x200x600 DAKSwin с ПК и принадлежностями.	1	1624,9	1624,9
Внешний блок 500x500x300 AE 1350	7	677,9	4745,3
DAKSwin Лицензия, включая главный компьютер	1	3285	3285
Кабель	5000	0,055	275
Промежуточный итог (тыс.руб):			28185,8
20% от полученных затрат для финансирования внедрения данного оборудования (тыс.руб):			5637,2
Итого (тыс.руб):			33822,96



Для расчета экономических показателей приведены потери, возникшие из-за ухода пара в туфит.

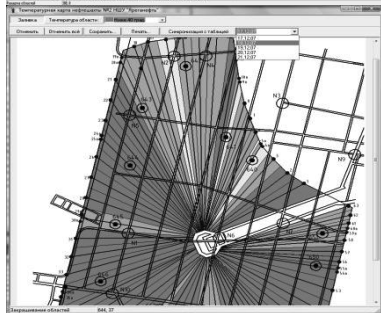
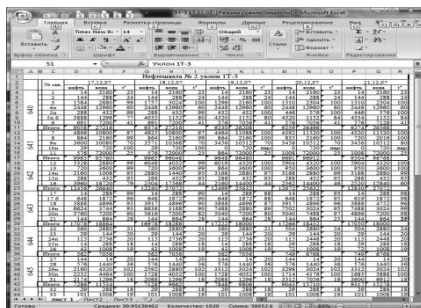
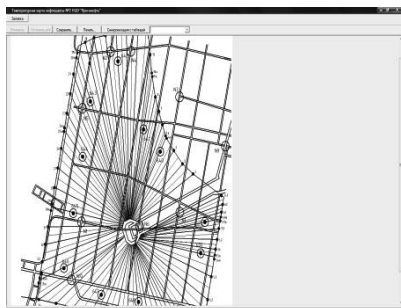
На примере блока 345 Север панель № 1, только с начала 2009 года, наблюдаются потери из-за отсутствия возможности оперативного определения «проблемной» скважины.

Суточные потери нефти, т/сут	90
Среднее количество суток для выявления «секушей» скважины (срок в течение которого идут потери), сут	75
Стоимость 1 тонны нефти, тыс.руб/т	2,3
Итого (тыс.руб):	15525

### Построение термокарт

Для оперативного контроля над объемами закачки пара на языке программирования Borland Delphi 7.0 на примере уклонного блока 1 т-3 мной была написана программа для моментального построения термокарт.

После занесения результатов замеров в шаблонную электронную таблицу Microsoft Excel, программа автоматически обрабатывает эти данные и моментально строит термокарты на тот или иной день (пятидневная выборка).



На данный момент идет доработка программы, которая позволит выбирать необходимый уклонный блок, а также будет строиться дополнительная диаграмма, показывающая дебет скважин на данный момент (после занесения результатов замеров).



## **Создание технологической линии утилизации попутного нефтяного газа с применением газозежекторного устройства**

*Н. В. Нурғалиева*

*ОАО «РИТЭК» — НГДУ «РИТЭКнефть»*

**1. Актуальность разработки.** Проблема утилизации нефтяного попутного газа является одной из наиболее важных при освоении нефтяных и газовых месторождений. В 2012 г. показатель использования попутного нефтяного газа в Российской Федерации должен достигнуть 95 %.

В настоящее время нет отработанной технологии и особенно техники утилизации попутного газа в условиях разработки удаленных от сетей коммуникаций небольших месторождений. С другой стороны разработка техники и технологии для решения этой проблемы зачастую очень капиталоемка, что влияет на экономические показатели разработки.

В процессе разработки месторождения объемы газа, используемые на собственные нужды, постоянны, либо несколько возрастают (при сформированных производственных мощностях). Объемы же свободного попутного нефтяного газа (ПНГ) в динамике падают. Наступает время, когда объема добываемого ПНГ хватает только на собственные нужды. Поэтому время разработки месторождения, в течение которого необходимо утилизировать свободный газ, бывает непродолжительным.

Это усиливает необходимость при утилизации газа использовать как можно более простые технические решения, требующие минимум капитальных и эксплуатационных затрат. Кроме того, необходимо помнить, что используемые технологические средства должны быть легко демонтируемы и способны к повторному использованию.

Сегодня в России всё большее внимание уделяется водогазовому воздействию на пласт. Такое воздействие не только позволяет утилизировать попутный нефтяной газ, но и обеспечивает повышение нефтеотдачи пластов на 20–30 %. Многие нефтедобывающие компании ведут работу в этом направлении, разрабатывая технологические схемы и проводя научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы.

Одним из решений, удовлетворяющих данным требованиям, является применение для компримирования ПНГ газозежекторных установок (ГЭУ).

Применение ГЭУ позволяет отказаться от дорогостоящих и требующих затраты большого времени на строительство систем подготовки ПГН. Также использование ГЭУ может значительно сократить (или вообще сделать ненужным) применение поршневых (очень дорогих, с точки зрения капитальных и эксплуатационных затрат) компрессорных машин.

**2. Обоснование выбора технологической схемы.** На сегодняшний день струйные насосные установки не получили широкого распространения в связи с их невысоким КПД  $\approx 20\%$ , что зачастую связано с большими затратами энергии на циркуляцию рабочей жидкости (сотни мЗ/час).

Гораздо проще и логичней сегодня говорить о классических техноло-



гических схемах компримирования газа с применением систем подготовки, очистки, осушки и дальнейшего сжатия посредством нескольких ступеней серийно-освоенных в промышленности поршневых компрессорных агрегатов.

Применение ГЭУ позволяет использовать бесплатную энергию природного газа и значительно сократить затраты на строительство, приобретение и эксплуатацию оборудования, необходимого для сжатия ПНГ с помощью поршневых компрессорных машин.

Из опыта применения технологий, связанных с закачкой газа в пласт, существует два принципиальных подхода:

**1 вариант** — с предварительной подготовкой газа.

Достигается путем выделения из попутного нефтяного газа метановой составляющей, а это свыше 70% по объему, и дальнейшего сжатия метана с применением серийно выпускаемых поршневых компрессорных агрегатов.

В данном случае существует ряд преимуществ и недостатков, но основными характерными особенностями этой схемы является многоступенчатость и необходимость подготавливать ПНГ перед сжатием, что связано в первую очередь с высокими капитальными вложениями (строительство, оборудование) и значительными эксплуатационными затратами (обслуживание, запчаста, электроэнергия и т.д.).

**2 вариант** — без предварительной подготовки газа.

Достигается путем применения в качестве первой ступени компримирования мультифазных насосно-компрессорных агрегатов либо водо/газо-эжекторных установок, не требующих специальной подготовки попутного нефтяного газа.

В технологической схеме (рис. 1.) наряду с закачкой ПНГ с применением многоступенчатых поршневых компрессоров предложено организовать опытную линию утилизации ПНГ без значительных затрат на строительство и проектирование с помощью газоежекторной установки.

В данной технологической схеме газоежекторная установка выступает в роли первой ступени повышения давления ПНГ, при этом рабочим агентом является природный газ высокого давления. На выходе из газоежекторной установки образуется смесь природного и попутного нефтяного газов с требуемым давлением и расходами обоих газов.

Природный газ от газодобывающей скважины № 1 Г с давлением 9,5 МПа пропускают через газоежектор, к которому подводится ПНГ с давлением 0,35 МПа от ДНС Восточного Купола Восточно-Перевального месторождения НГДУ «РИТЭКнефть». Далее смесь газов при определенном давлении около 6,0 МПа подается на вход компрессора с гидрозатвором УБ-400х40 КЭ, в котором ее давление повышается до необходимого для закачки значения 20–25 МПа. При давлении закачки газ подается на устье нагнетательной скважины № 480, и по колонне НКТ подается в зону расположения перфорационных отверстий. Скважина оборудуется пакером высокого давления.

Количество закачиваемого газа и давление закачки поддаются регулированию путем изменения режимов работы компрессора с гидрозатвором. При этом к газу, поступающему от газодобывающих скважин, а также к его смеси с ПНГ не предъявляется никаких дополнительных требований по подготов-

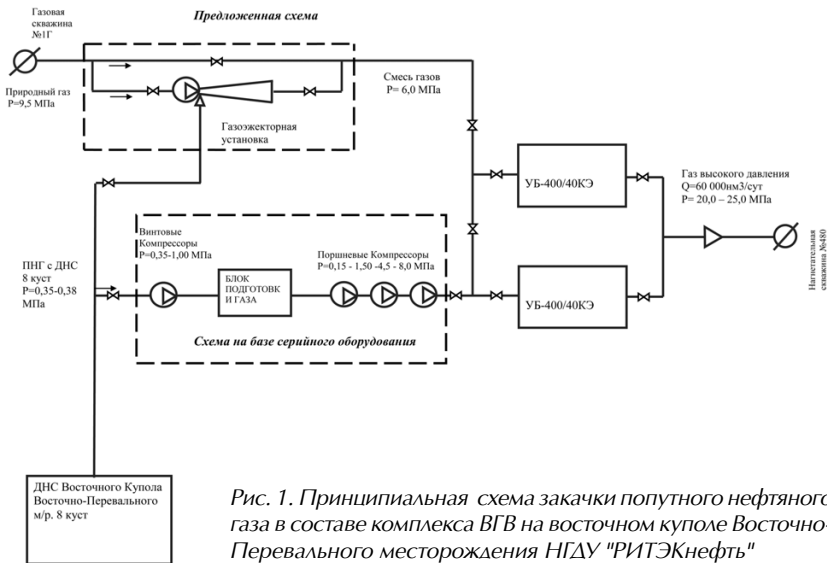


Рис. 1. Принципиальная схема закачки попутного нефтяного газа в составе комплекса ВГВ на восточном куполе Восточно-Перевального месторождения НГДУ "РИТЭКнефть"

ке. Явным преимуществом является отсутствие необходимости в циркуляции значительных объемов рабочего агента — жидкости (газа).

Значение КПД в этом случае сказывается на соотношении объемов газа высокого давления (сеноманского) и ПНГ. Согласно предварительным расчетам при соотношении давлений нагнетания к давлению всасывания —  $6,0/0,4$ , соотношение объемов равняется  $20000\ \text{нм}^3$  к  $10000\ \text{нм}^3$  сеноманского и попутного газов соответственно.

Технология позволяет закачивать в пласт вместе с газом и жидкость, в зависимости от режима работы компрессора с гидрозатвором.

**3. Технико-экономическое обоснование применения газоэжекторных установок.** Для проведения расчетов использовалась методика, разработанная на кафедре МОНИГП РГУ Нефти и Газа им. И.М. Губкина, которая прошла многократные проверки на газовых и нефтяных промыслах Российской Федерации.

Результаты проведенных расчетов рабочих параметров газоэжекторных устройств представлены на рис. 2, который является графическими расчетными характеристиками, полученными с помощью программы «Компрессор струйный» (автор — к.т.н. Сазонов Ю.А.),

Сегодня проведены расчеты геометрических параметров (диаметры сопла, камеры смещения, угла конусности диффузора; длины сопла, камеры смещения, диффузора) и рабочих параметров (расход рабочего и откачиваемого газа, давление рабочего, откачиваемого газа и давление на выходе ГУЭ).

Результаты расчетов доказывают техническую возможность применения газо-эжекторных установок, использующих энергию высоконапорной газовой скважины, для утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) Восточно-Перевального месторождения путем закачки ПНГ в продуктивный пласт.



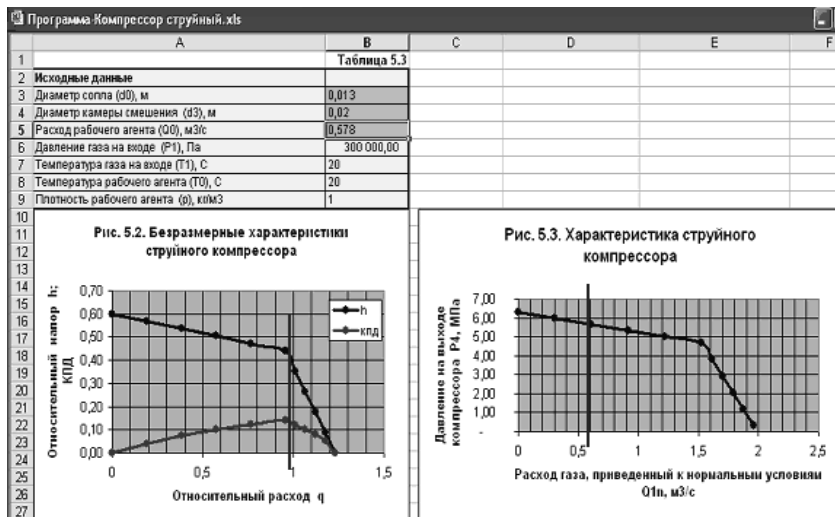


Рис. 2. Графические расчетные характеристики ГЭУ для Восточно-Перевальского месторождения

**4. Расчет экономической эффективности от применения газоежекторной установки при закачке ПНГ.** В расчетах экономической эффективности при применении инновационной технологии утилизации ПНГ путем закачки его в продуктивный пласт с помощью комплекса газоежекторных установок (ГЭУ) учтены капитальные и эксплуатационные затраты, а также затраты на НИР и ОКР.

Расчеты проводились для двух технологических схем, предоставленных компанией «РИТЭК» (рис. 1).

Исходные данные:

1. Состав оборудования ГЭУ:
  - Газоежекторная установка (струйный аппарат).
  - Технологические трубопроводы, запорная арматура, ЗиП.
2. Состав оборудования для работы с поршневыми компрессорами:
  - Винтовой компрессор;
  - Блок подготовки газа;
  - Трехступенчатый поршневой компрессор;
  - Технологические трубопроводы, запорная арматура, ЗиП.

**Примечание.** Для упрощения расчетов технологические трубопроводы, запорная арматура и ЗиП для двух вариантов оборудования принимается одинаковой, хотя, на самом деле, для комплекса с поршневыми компрессорами суммарная длина трубопроводов и необходимое количество запорной арматуры в 3–4 раза превышает аналогичное оборудование для ГЭУ. Также для упрощения расчетов не учитывалась стоимость блок-боксов (укрытий) для размещения технологического оборудования.



Стоимость капитальных затрат (оборудование + СМР):

- При внедрении ГЭУ — 3 000 000,00 руб.
- При внедрении комплекса с поршневыми компрессорами — 27 160 000,00 руб.

Стоимость эксплуатационных затрат (годовых).

- При эксплуатации ГЭУ- 1.198.119 руб.
- При эксплуатации комплекса с поршневыми компрессорами — 9955 033 руб.

Итоговая стоимость внедрения и годовой эксплуатации комплексов оборудования для утилизации ПНГ.

- При использовании ГЭУ —  $3\,000\,000 + 1\,198\,119 = 4\,198\,119$  руб.
- При использовании поршневых компрессоров —  $27\,160\,000 + 9\,955\,033 = 37\,115\,033$  руб.

Экономическая эффективность от применения ГЭУ за первый год работы по сравнению с обустройством Восточно-перевального месторождения системами подготовки попутного газа и поршневыми компрессорными станциями составляет  $37\,115\,033 - 4\,198\,119 = 32\,916\,914$  (тридцать два миллиона девятьсот шестнадцать тысяч девятьсот сорок четыре) руб.

В расчетах использовались базовые цены на стандартное оборудование и электроэнергию, а также планируемая стоимость экспериментального оборудования (газоэжекторной установки). Поскольку в случае оснащения Восточно-Перевального месторождения ГЭУ будет использоваться энергия высоконапорной газовой скважины, в расчет затрат предлагаемой ГЭУ стоимость электроэнергии не включалась.

## **Повышение надежности и эффективности основного и вспомогательного оборудования в процессе эксплуатации на КС «Торжокская»**

*С. А. Никишин*

*ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»*

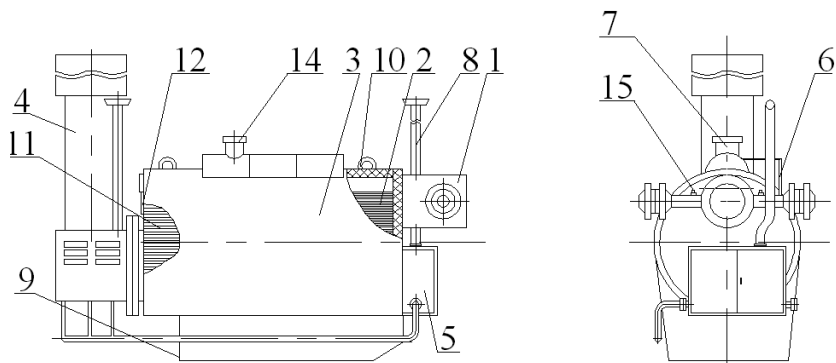
В процессе эксплуатации основного и вспомогательного оборудования на КС «Торжокская» выявлен ряд недостатков, которые приводят к ухудшению работы оборудования, к нестабильной и ненадежной его работе и, в целом, к снижению эффективности работы КС. Данная работа посвящена рассмотрению ряда недостатков в работе КС «Торжокская» и путей их решения на основе предложений и доработок оборудования. Предложения могут быть использованы для повышения надёжности и эффективности работы оборудования, а также продления ресурса его работы и других компрессорных цехов ОАО «Газпром», эксплуатирующих аналогичное оборудование.

### **1. Доработка теплогенератора подогревателя топливного и пускового газа ПТПГ-30/100.**

Подогреватель топливного и пускового газа ПТПГ-30 является трубчатой печью и предназначен для непрямого нагрева перед дросселированием то-



пливного и пускового газа ГПА КС. Конструктивно подогреватель представляет собой корпус подогревателя 3, в который встроены пучок трубный 2, теплогенератор 11, камера распределительная 1. Корпус подогревателя 3 заполняется промежуточным теплоносителем ДЭГом.



1-камера разделительная, 2-пучок трубный, 3-корпус подогревателя; 4-дымоход; 5-пункт газорегулирующий; 6-рамка указателя уровня; 7-конечный выключатель; 8-свеча; 9-сапунки; 10-серьга грузоподъемная; 11-теплогенератор; 12-датчик уровня; 13-датчик отбора температур промежуточного теплоносителя; 14-люк предохранительный; 15-термометр.

Рис. 1. Конструкция подогревателя топливного и пускового газа ПТПГ-30



Рис. 2. Жаровые трубы теплогенератора

В период эксплуатации ПТПГ-30 на КС «Торжокская» были обнаружены утечки теплоносителя по сварным швам одиннадцати жаровых труб теплогенератора. Ремонт представителями завода — изготовителя (ОАО «Факел», г. Фастов) был произведен путём приварки заглушек в жаровые трубы с двух сторон.

В результате проведенного ремонта утечки ДЭГа были устранены, но уменьшилась тяга из-за уменьшения площади прохода дымовых газов. Во время эксплуатации после ремонта стали часто происходить аварийные остановы подогревателя, связанные с погасанием пламени горелки (до 8 раз в смену). Также уменьшилась площадь теплообмена, что увеличило время работы горелки и расход топливного газа для ПТПГ-30.



Для устранения выявленных недостатков были произведены демонтаж заглушек, а затем сварка в жаровую трубу теплогенератора ПТПГ-30 трубы меньшего диаметра. Доработка теплогенератора была выполнена в условиях эксплуатации, т.к. не представляет большой сложности и не требует больших финансовых затрат.

В результате проведенной доработки:

- увеличилась площадь прохода дымовых газов, что привело к улучшению тяги дымохода и произошло прекращение аварийных остановов ПТПГ-30;
- увеличилась площадь теплообмена, что привело к уменьшению расхода топливного газа для ПТПГ-30;
- продлился срок службы ПТПГ-30.

Предлагаемая программа доработки завода-изготовителя ОАО «Факел» требовала значительных финансовых средств и содержала ряд неактуальных мероприятий (таких как замена теплогенератора ПТПГ-30 с последующим проведением режимно-наладочных работ). Условно-годовая экономия от проведенной доработки составила 267300 рублей.

## **2. Доработка крепления фильтроэлемента в фильтре тонкой очистки уплотнительного газа на сухие газодинамические уплотнения нагнетателя 7V-3 (НЦ-16/МХИ) ГПА-16-01 «Урал».**

Опыт эксплуатации ГПА-16-01 «Урал» выявил конструктивную недоработку крепления фильтрующего элемента BALSTON 200-80-DX, фильтров тонкой очистки уплотнительного газа перед его подачей на сухие газодинамические уплотнения нагнетателя 7V-3 (НЦ-16/МХИ). При проведении капитального ремонта и регламентных работ по ГПА-16-01 «Урал», во время осмотра фильтров стойки СГУ было обнаружено, что фильтрующий элемент (BALSTON 200-80-DX) фильтра № 1, находившегося перед НО в работе, не был закреплен и не обеспечивал заданную фильтрацию уплотнительного газа, тем самым значительно снижая ресурс работы СГУ. Нарушение резьбового соединения на стопоре фильтроэлемента и его тяге обнаружено не было. Ранее при выполнении ППР на ГПА во время работ, связанных с ревизией фильтров СГУ, были отмечены случаи недостаточной фиксации фильтрующего элемента из-за самооткручивания стопора крепления фильтроэлемента.

При ослаблении или полном отворачивании стопорного элемента загрязненный уплотнительный газ поступает на сухие газодинамические уплотнения, что приводит к нестабильной работе СГУ и последующему выходу его из строя. Беря во внимание большую стоимость данных уплотнений, а также большие трудозатраты по их замене, данная ситуация может привести к большим материальным затратам и долгосрочному простоем оборудования.

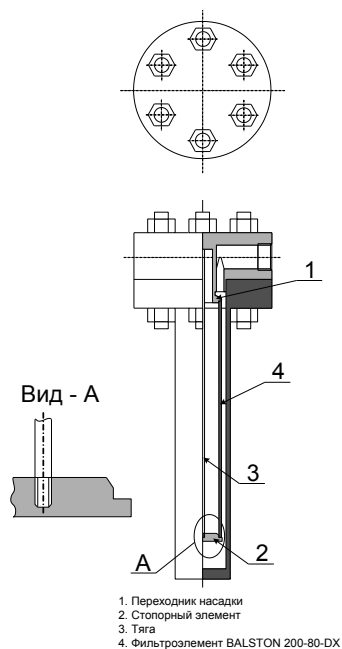
До проведения доработки фильтрующий элемент одним своим концом упирался в переходник насадки 1 (рис. 3), а другим концом фиксировался стопорным элементом 2 (рис. 3), наворачиваемым на тягу 3 (рис. 3). Конструкция данного стопора не предусматривает никаких элементов, предотвращающих самооткручивание.

Для нормальной работы уплотнений и обеспечения требуемой фильтрации уплотнительного газа на входе в СГУ предлагается произвести доработку



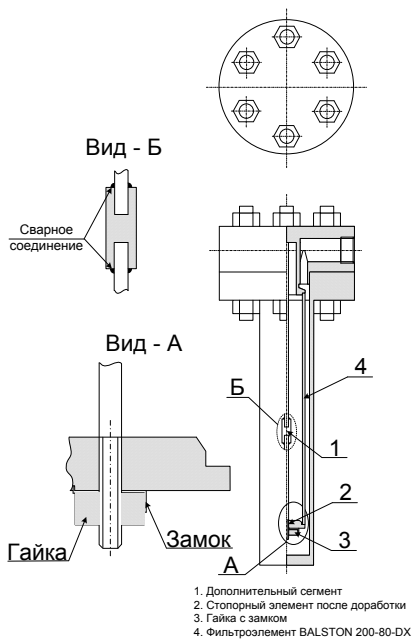
крепления фильтроэлемента, исключая возможность самооткручивания стопора. Доработка заключается в следующем:

- удлинение тяги путем сваривания по центру дополнительного сегмента — 1 (рис. 4);
- сквозное сверление и нарезание резьбы в стопорном элементе — 2 (рис. 4);
- фиксация стопорного элемента контргайкой с замком — 3 (рис. 4).



1. Переходник насадки
2. Стопорный элемент
3. Тяга
4. Фильтроэлемент BALSTON 200-80-DX

Рис. 3. Фильтр BALSTON до проведения доработки



1. Дополнительный сегмент
2. Стопорный элемент после доработки
3. Гайка с замком
4. Фильтроэлемент BALSTON 200-80-DX

Рис. 4. Фильтр BALSTON после проведения доработки

Условно-годовая экономия составит 1231600 руб.

### 3. Доработки системы охлаждения двигателя ГПА-16-01 «Урал».

В процессе эксплуатации ГПА-16-01 «Урал» на КС «Торжокская» был произведен анализ работы системы охлаждения ГТУ. В результате чего выявлен ряд её недостатков.

В системе охлаждения ГТУ забор воздуха вентиляторами обдува двигателя осуществляется через воздухопроводы ВОД1 и ВОД2. По штатной системе воздухопровод ВОД1 направлен в сторону к аппаратам воздушного охлаждения масла (АВОМ) двигателя и нагнетателя, а воздухопровод ВОД2 направлен в сторону шахты выхлопа. При работе по данной схеме: через ВОД1 засасывается тёплый воздух, выбрасываемый вентиляторами АВОМ; через ВОД2 засасывается тёплый воздух от шахты выхлопа (рис. 5). В результате чего охлаждение ГТУ происходит тёплым воздухом, что приводит к неэффективному охлажде-



нию, к работе вентиляторов на полную мощность, и, как следствие, к перерасходу электроэнергии, а также к быстрому износу подшипниковых узлов электродвигателя.

В системе вентиляции ГПА, а, именно, в системе вентиляции отсека нагнетателя (ОН), вытяжной вентилятор ВОН1 работает круглый год, независимо от сезона. Весной и летом при температуре наружного воздуха больше  $10\text{ }^{\circ}\text{C}$  вентилятор ВОН1 не справляется с поддержанием температурного режима в ОН, в результате чего включается резервный вентилятор ВОН2. При поиске источника нагрева температуры в ОН было выявлено, что выхлопной воздуховод ВОД3 системы охлаждения ГТУ направлен прямо на крышу ОН, в результате чего при работе ГПА воздух, отработавший на охлаждение ГТУ, через выхлопной воздуховод с температурой  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$  и более поступает на крышу ОН, что приводит к её нагреву и просачиванию горячего воздуха в ОН через дефлектора естественной вентиляции. По такой схеме выброса воздуха в системе охлаждения ГТУ ВОН1 постоянно работает в течение года, а ВОН2 — в течение шести месяцев, что приводит к перерасходу электроэнергии и быстрому износу подшипниковых узлов электродвигателя.

Предлагается в системе охлаждения ГТУ повернуть на  $90^{\circ}$  воздуховоды ВОД1 и ВОД2 в сторону КВОУ (рис. 6). Работая по предложенной схеме, вентиляторы будут засасывать холодный воздух для охлаждения ГТУ между турбоблоком ГПА и КВОУ, в результате чего работа вентиляторов будет близка к номинальному режиму, что приведёт к снижению потребляемой электроэнергии и к увеличению ресурса подшипников электродвигателя.



Рис. 5. Система охлаждения двигателя до доработки



Рис. 6. Система охлаждения двигателя после доработки

Также предлагается повернуть на  $90^{\circ}$  выхлопной воздуховод в сторону шахты выхлопа, что приведёт к выбросу горячего воздуха в сторону, а не на крышу ОН. После выполнения доработки выхлопного воздуховода с температурным режимом в ОН справиться ВОН1, а ВОН2 будет находиться в резерве, что значительно повлияет на снижение расхода электроэнергии и увеличит ресурс вентиляторов ОН.

Затраты электроэнергии на обеспечение работы вентиляторов обдува двигателя и вытяжных вентиляторов отсека нагнетателя до доработки воздуховодов составляют  $542888\text{ кВт}\cdot\text{ч}$ , что в денежном отношении при стоимости  $1\text{ кВт}\cdot\text{ч } 1,95\text{ руб.}$  составит  $1058631,6\text{ руб.}$  в год.



Затраты электроэнергии на работу вентиляторов после проведения доработки составят 412724 кВт·ч, что в денежном отношении составит 804811,8 руб. в год.

Расходы по внедрению доработки в системе охлаждения ГТУ, связанные с затратами на работу трёх машинистов т/к на семи ГПА, составят 3738 руб.

Таким образом, условно-годовая экономия электроэнергии после внедрения предложенной доработки в системе охлаждения двигателя составит 250819,80 руб., а общая экономия от предложенной доработки с учётом затрат на внедрение доработки — 250081,80 руб.

Данная доработка приведёт к стабильной работе системы охлаждения ГТУ и системы вентиляции ГПА.

#### **4. Доработка фиксации стопорного винта ведущей шестерни редукторной пары главного масляного насоса смазки центробежного нагнетателя 7V-3 (НЦ16\МХИ) ГПА-16-01 «Урал».**

Одной из важнейших эксплуатационных характеристик газоперекачивающего агрегата является его надёжность. Надёжность агрегата в общем случае определяется надёжностью его элементов и систем, характером их взаимодействия.

При эксплуатации маслосистемы нагнетателя природного газа типа 7V-3 (НЦ16\МХИ) в составе ГПА-16-01 «Урал» на КС «Торжокская» был выявлен недостаток в конструкции крепления редукторной пары главного масляного насоса (ГМН), который приводит не только к разрушению редукторной пары и поломке главного вала трёх шпиндельного винтового насоса, но и к износу ротора ЦБН в месте посадки ведущей шестерни.

В период эксплуатации на КС «Торжокская» вышло из строя 2 масляных насоса. Выполнено два вынужденных останова с последующей заменой редукторной пары ГМН. Выявлено частичное отвинчивание стопорного винта редукторной пары во время проведения регламентных работ.

Указанные выше разрушения и поломки привели к вынужденному простоя ГПА на длительный период по причине долгосрочных поставок ЗИП с завода изготовителя (г. Косака, Япония).



*Рис. 7. Разрушение редукторной пары и главного вала трёх шпиндельного винтового насоса*

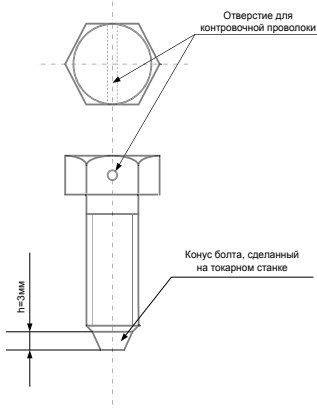
Специалистами КС «Торжокская» была выявлена причина данного дефекта, заключающегося в недостаточной фиксации стопорного винта ведущей шестерни. При работе ГПА происходит самопроизвольное отвинчива-



ние стопорного винта, что приводит к появлению свободного хода ведущей шестерни в осевом направлении, в результате чего происходит нарушение зацепления редукторной пары и увеличения контактных напряжений и трения, которые приводят к поломке зубьев шестерёнок.

Для предотвращения самопроизвольного отвинчивания стопорного винта ведущей шестерни произведена доработка фиксации стопорного винта, которая исключила самопроизвольное его отвинчивание. Доработка заключается в том, что исключается возможность самопроизвольного отвинчивания стопорного винта без раскручивания специально изготовленных болтов М6.

### Технология производства дополнительной фиксации стопорного винта



1. Необходимо завернуть стопорный винт до упора;
2. Через имеющиеся диаметрально противоположные отверстия керном нанести необходимые метки на ведущей шестерне;
3. Отвернуть стопорный винт и просверлить в намеченных местах на ведущей шестерне отверстия глубиной 2-3 мм сверлом № 7;
4. Завернуть стопорный винт до упора и совпадения отверстий винта и шестерни;
5. Закрутить специально изготовленные болты М6 для фиксации стопорного винта;
6. Законтрить специально изготовленные болты М6 контровочной проволокой.

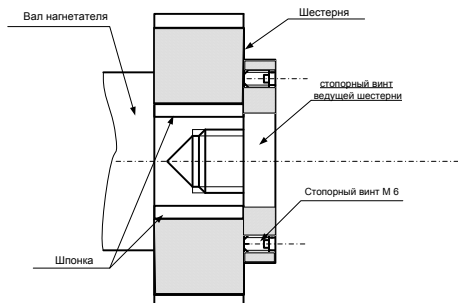
Данная доработка исключает разрушение редукторной пары и поломку ГМН в целом и, как следствие, обеспечивает безаварийную работу ГПА и увеличивает его надежность, снижает риск прохождения аварийного или вынужденного останова.

С технической точки зрения риск определяется следующим образом: возможность аварийного останова умножается на последствия аварийного останова. В последствия останова включается стоимость ремонта/замены узлов ГПА (в данном случае редукторной пары ГМН, валов ГМН и ГМН ЦБН в целом) и потеря доходов за время, необходимое для устранения поломки.

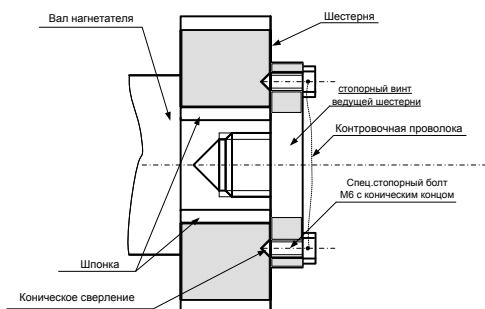
Доработка фиксирующего устройства выполнена в условиях эксплуатации, т.к. не представляет большой сложности и не требует больших финансовых затрат.

Финансовые затраты при производстве данной модернизации фиксирующего устройства стопорного винта на семи ГПА составили 2136 рублей. Условно-годовая экономия от выполненной доработки ведущей шестерни редукторной пары ГМН в условиях эксплуатации с учётом затрат на приобретение двух насосов у завода-изготовителя составила 1435388 рублей.





*Вид стопорного винта ведущей шестерни до проведения доработки*



*Вид стопорного винта ведущей шестерни после проведения доработки*

### Заключение

Внедрение освещенных в данной работе доработок оборудования позволило обеспечить повышение стабильной, надёжной и эффективной работы КС, что в результате положительно отразилось на бесперебойной транспортировке природного газа по магистральному газопроводу «Ямал-Европа». За счёт внедрения предлагаемых доработок можно получить значительную экономию технологического газа, финансовых затрат на замену оборудования, экономию электроэнергии.



## Применение турбодетандер-генераторов в беззатратной выработке электроэнергии

**В. В. Николаев**

Руководитель: **В. А. Доможиров**

Карашурское УПХГ

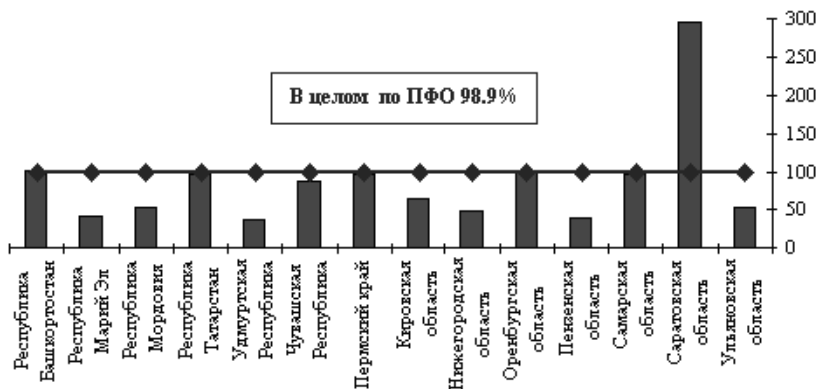
В условиях роста экономики перед страной стоит реальная перспектива столкнуться с дефицитом энергии. Парк энергетического оборудования в России интенсивно изнашивается.

В Удмуртской республике существуют определенные проблемы в энергетике, это связано, прежде всего, с изношенным оборудованием электростанций. Анализ технического состояния действующего оборудования в электроэнергетике показывает, что идет процесс его старения. В ближайшие годы обострится проблема наращивания энергетических мощностей, технического переоснащения и реконструкции электростанций, которая потребует вывода из баланса значительного объема генерирующих мощностей. Износ основных производственных фондов в электроэнергетике составляет в целом 60–65%, в том числе в сельских распределительных сетях — свыше 75%.

Местные виды топлива — торф и дрова — составляют всего 2,5% в топливном балансе УР. Республика на 97,5% зависима от первичных топливно-энергетических ресурсов, ввозимых из других регионов России. Топливо составляет 40–60% в стоимости выработки электроэнергии.

Но это не единственная сложность, не хватает собственных мощностей, чтобы покрыть все потребности в электроэнергии.

График 1  
Обеспеченность электроэнергией регионов ПФО в 2009 г., %



Этот график отчетливо показывает, что Удмуртская республика электродефицитна и вынуждена закупать 66% электроэнергии (выработка 3210,9 млн. кВтч потребление 8565,4 млн. кВтч). Этот факт подтверждают слова Виктора Константиновича Преснухина, министра топлива, связи и энергетики



Удмуртской Республики, который официально объявил эти цифры в своем докладе к Госсовету УР.

— Сегодня Удмуртия лишь на треть обеспечена собственной электроэнергией, две трети мы покупаем на федеральном оптовом рынке. То есть республика полностью зависит от российской энергетической системы и дальнейшее развитие региона будет ограничено.

В рамках Карашурского УПХГ была выявлена возможность выработки электроэнергии без затрат на топливо, которые составляют около 40% стоимости производимой электроэнергии. Это станет возможно с внедрением, так называемых, турбодетандеров. Детандерами принято называть любые газотурбинные генераторы, работающие на перепаде давления газа. В основном, детандеры применяются там, где избыточное давление является побочным продуктом и должно быть понижено каким-либо путем, для дальнейшего использования рабочего тела — газа. Поскольку при работе детандера практически не происходит расходования топлива, получаемая в результате энергия является «экологически чистой».

Транспортируемый по магистральным газопроводам газ обладает потенциальной энергией сжатого состояния и кинетической энергией движения по трубе. Основная часть этой энергии диссипируется на пунктах редуцирования газа. Учитывая возможность срабатывания перепада давления не на дросселирующем органе, а на турбине, можно создавать утилизирующие энергосберегающие турбогенераторные установки.

Установка турбодетандера позволит сделать схему электроснабжения Карашурского УПХГ практически независимой и более надежной.

Было выбрано два места установки турбодетандера на Карашурском УПХГ: ГРС «Урожай-4», расположенной на площадке КС, и второй на объекте участка подготовки газа.

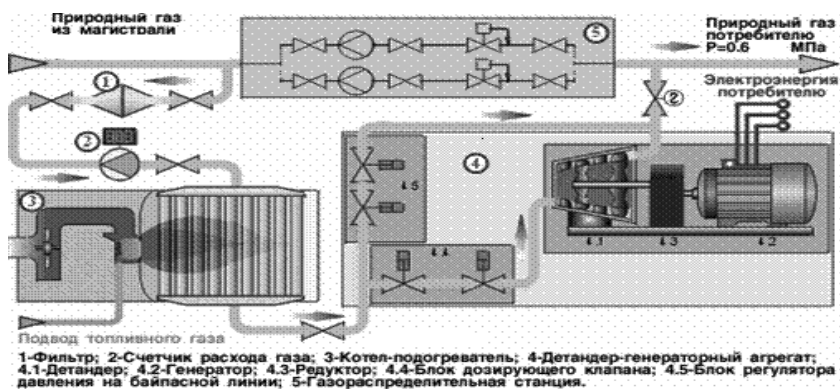


Схема 1. Принципиальная схема установки детандера

Рассмотрим принцип работы детандера на примере наиболее массового возможного применения — врезки детандеров параллельно газораспределительным станциям, понижающим давление природного газа на пути



из магистрального трубопровода к потребителям. Давление в магистральном газопроводе составляет 75 атмосфер, а на выходе должно составлять 6 атмосфер. В настоящее время избыточное давление просто сбрасывается с большой потерей энергии. При пропуске газа через детандер сброс давления осуществляется за счет передачи энергии турбине, которая вращает генератор электрического тока. Очень незначительное количество газа при этом используется для подогрева рабочего тела на выходе из турбины.

Как было сказано выше, одним из мест установки была выбрана ГРС «Урожай-4».

#### Основные технические характеристики ГРС «Урожай-4»

Параметры, ед. измерения	Величины
Давление газа на входе, МПа	5,8
Давление газа на выходе, МПа	0,6
Пропускная способность, $\text{нм}^3/\text{ч}$	300–4000

Все эти параметры подходят под установку ТДА-СРТ-100–64/6 производства ООО «Укрнефтезапчасть» (г. Сумы), со следующими характеристиками

Параметры, ед. измерения	Величины
Мощность, кВт	100
Давление на входе $p_{\text{вх}}$ , МПа	6,4
Давление на выходе $p_{\text{вых}}$ , МПа	0,6
Масса турбоагрегата, кг	1670

Вторым местом внедрения установки является участок подготовки газа, а точнее, цех осушки газа. Турбодетандерную установку предлагается установить на участке подготовки газа после блока абсорбера БАБ-201, который предназначен для осушки газа ДЭГом и отделения от газа метанола, унесенного из газосепаратора с промывочной секции. Осушенный газ с давлением  $7,6 \pm 12$  МПа, отводится с верха абсорбера по трубопроводу  $\text{Ø}325 \times 16$ , через устройство, регулирующее  $N201\text{-УР}$  ( $Dy200$ ,  $Pu16$ ). Как раз вместо  $N201\text{-УР}$  и предлагается установка агрегата. (см. Приложение Б) Устройство регулирующее  $N201\text{-УР}$  поддерживает давление подачи осушенного газа в магистральный газопровод. Имеющийся перепад давления который может быть использован  $\Delta p = 4,5$  МПа (давление с 12 МПа понижается до 7,5 МПа в  $N201\text{-УР}$ ). Расход газа составляет  $192000 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Начальные данные:

$$\begin{aligned} P_{\text{вх}} &= 12 \text{ МПа (давление на входе в детандер)}, \\ P_{\text{вых}} &= 7,5 \text{ МПа (давление на выходе)}, \\ t_{\text{газа}} &= 7,8^{\circ} \text{ С (температура газа на входе в детандер)}, \\ G_{\text{газа}} &= 192000 \text{ м}^3/\text{ч}. \end{aligned}$$

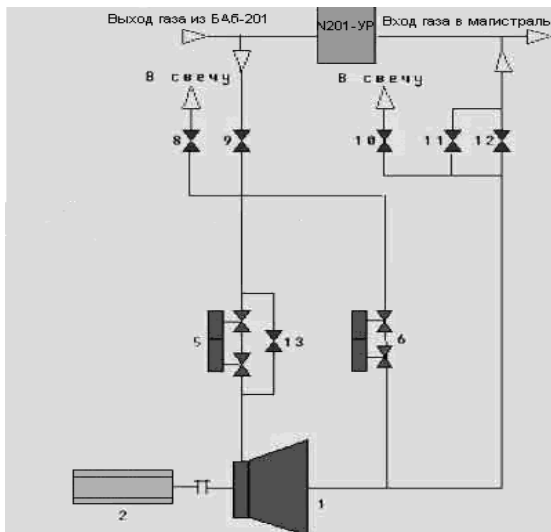


Схема 2: 1 — турбодетандер, 2 — турбогенератор, 5 — блок дозирующий, 6 — блок байпасный, 8...13 — задвижки

На основе начальных данных был сделан запрос в ЗАО «КРИОКОР-Энергия» и был получен ответ, согласно которому была выбрана установка мощностью 2000 кВт (оптимальный вариант мощность-цена).

### Экономический эффект

Произведем технико-экономический расчет ТДА-СРТ-100–64/6 только для номинального режима работы установки, т.к. только при расходе 3600  $\text{нм}^3/\text{ч}$  достигается максимальный КПД установки.

В таком режиме установка работает с *октября по апрель*, следовательно, именно этот промежуток времени возьмем для предварительного расчета.

В данном расчете не будут учитываться расходы топлива на выработку электроэнергии. И это основной момент, т.к., 40% стоимости электроэнергии складываются из затрат на топливо. Затраты на подгорев газа до необходимой температуры тоже не учитываются, т.к. они уже предусмотрены в технологической схеме ГРС.

Номинальная мощность установки 100 кВт.

Выработка электроэнергии составит:

$$Q_{\text{эл}} = P_{\text{ном}} \times T_{\text{раб}},$$

где,  $T_{\text{раб}}$  — количество часов работы в году;  $P_{\text{ном}}$  — номинальная электрическая мощность установки.

$$Q_{\text{эл}} = 100 \times (210 \times 24) = 504000 \text{ кВт.}$$



Плата за электроэнергию составила бы:

$$D = C_{\text{эл}} \times Q_{\text{эл}},$$

где  $C_{\text{эл}}$  — стоимость электроэнергии, руб/кВт.

$$D = 504000 \times 1,94 = 977760 \text{ руб.}$$

Вычислим эксплуатационные затраты:

$$И = И_{\text{ам}} + T_{\text{то.тр}} + И_{\text{нз}},$$

где  $И_{\text{ам}}$  — затраты на амортизацию, руб.;  $И_{\text{то.тр}}$  — затраты на обслуживание оборудования по ТО и ТР, руб.;  $И_{\text{нз}}$  — непроизводственные затраты, руб.

Затраты на амортизацию:

$$И_{\text{ам}} = B \times a / 100,$$

где  $B$  — балансовая стоимость оборудования, руб.;  $a$  — процент амортизационных отчислений, %.

$$И_{\text{ам}} = 1050000 \times 7 / 100 = 73500 \text{ руб.}$$

Затраты на ТО и ТР:

Затраты на  $И_{\text{то.тр}}$  принимаются в размере 10–12% от  $И_{\text{ам}}$  амортизационных отчислений.

$$И_{\text{то.тр}} = a \times И_{\text{ам}},$$

где  $a$  — отчисления на техническое обслуживание, %.

$$И_{\text{то.тр}} = 0,1 \times 73500 = 7350 \text{ руб.}$$

Непроизводственные затраты равны:

$$И_{\text{нз}} = n \times H \times HЗ,$$

где  $H$  — аварийный выход из строя, %;  $HЗ$  — непроизводственные затраты;  $n$  — количество установок.

$$И_{\text{нз}} = 1 \times 0,05 \times 7350 = 367 \text{ руб.}$$

Отсюда следует:

$$И = 73500 + 7350 + 367 = 81217 \text{ руб.}$$

Вычислим суммарные капиталовложения:

$$K = C + C_{\text{м}} + C_{\text{пн}},$$

где  $C$  — стоимость установки;  $C_{\text{м}}$  — стоимость монтажа установки;  $C_{\text{пн}}$  — стоимость пуско-наладочных работ.

$$K = 1050000 + 315000 + 157500 = 1522500 \text{ руб.}$$

Определяем прибыль от внедрения данной установки:



$$П = D - И ,$$

$$П = 977760 - 81217 = 896543 \text{ руб.}$$

Определяем срок окупаемости данной установки:

$$T = K / П ,$$

$$T = 1522500 / 896543 = 1,7 \text{ года.}$$

Таким образом, установка агрегата ТДА-СРТ-100–64/6 ежегодно будет приносить прибыль в размере — 896543 руб., срок окупаемости составит 1,7 года.

Произведем технико-экономический расчет установки ОАО «Криокор Энергия» только для номинального режима работы при расходе 192000 нм<sup>3</sup>/ч. В таком режиме установка работает с *октября по март*, следовательно, именно этот промежуток времени возьмем для расчета.

В данном расчете не будут учитываться расходы топлива на выработку электроэнергии. И это основной момент, т.к., 40% стоимости электроэнергии складываются из затрат на топливо. Номинальная мощность установки, исходя из графика, 2000 кВт. Предварительная стоимость установки составляет 12000000 руб.

Выработка электроэнергии составит:

$$Q_{эл} = P_{ном} \times T_{раб} ,$$

где  $T_{раб}$  — количество часов работы в году;  $P_{ном}$  — номинальная электрическая мощность установки.

$$Q_{эл} = 2000 \times (184 \times 24) = 8832000 \text{ кВт.}$$

Плата за электроэнергию составила бы:

$$D = C_{эл} \times Q_{эл} ,$$

где  $C_{эл}$  — стоимость электроэнергии, руб/кВт.

$$D = 7344000 \times 1,91 = 16869120 \text{ руб.}$$

Вычислим эксплуатационные затраты:

$$И = И_{ам} + T_{то.тр} + И_{нз} ,$$

где  $И_{ам}$  — затраты на амортизацию, руб.;  $И_{то.тр}$  — затраты на обслуживание оборудования по ТО и ТР, руб.;  $И_{нз}$  — непроизводственные затраты, руб.

Затраты на амортизацию:

$$И_{ам} = B \times a / 100 ,$$

где  $B$  — балансовая стоимость оборудования, руб.;  $a$  — процент амортизационных отчислений, %.

$$И_{ам} = 12000000 \times 7 / 100 = 840000 \text{ руб.}$$



Затраты на ТО и ТР:

Затраты на  $I_{\text{тогр}}$  принимаются в размере 10–12% от  $I_{\text{ам}}$  амортизационных отчислений

$$I_{\text{тогр}} = a \times I_{\text{ам}},$$

где  $a$  — отчисления на техническое обслуживание, %.

$$I_{\text{тогр}} = 0,1 \times 840000 = 84000 \text{ руб.}$$

Непроизводственные затраты равны:

$$I_{\text{нз}} = n \times H \times HЗ,$$

где  $H$  — аварийный выход из строя, %;  $HЗ$  — непроизводственные затраты;  $n$  — количество установок

$$I_{\text{нз}} = 1 \times 0,05 \times 59500 = 2975 \text{ руб.}$$

отсюда следует:

$$И = 840000 + 84000 + 2975 = 926975 \text{ руб.}$$

Вычислим суммарные капиталовложения:

$$K = C + C_{\text{пр}} + C_{\text{м}} + C_{\text{пн}},$$

где  $C$  — стоимость установки;  $C_{\text{пр}}$  — стоимость проектирования;  $C_{\text{м}}$  — стоимость монтажа установки;  $C_{\text{пн}}$  — стоимость пуско-наладочных работ.

Согласно ответа на запрос в ЗАО «КРИОКОР-Энергия» за № 45/04–09 от 08.04.2009 г. стоимость строительства «объекта под ключ», включая разработку конструкторской документации, составляет 900 долларов США за 1 кВт установленной мощности, таким образом:

$$K = 63000000 \text{ руб.}$$

Определяем прибыль от внедрения данной установки:

$$П = D - И,$$

$$П = 14027040 - 926975 = 13100065 \text{ руб.}$$

Определяем срок окупаемости данной установки:

$$T = K / П,$$

$$T = 63000000 / 13100065 = 4,8 \text{ года}$$

Таким образом, установка агрегата ежегодно будет приносить прибыль в размере — 13100065 руб., срок окупаемости составит 4,8 года.

Энергетическая отрасль округа должна получить мощный импульс, при этом ее стратегической задачей должна стать не только ликвидация энергодефицита, но и готовность к покрытию перспективного спроса на электроэнергию. От модернизации энергетической отрасли сегодня зависит будущее развитие страны в целом. Разработка и реализация программ необходима





в условиях системного управления электроэнергетикой, когда роль каждого региона одинаково важна для успешного развития отрасли в целом, что является, по словам Президента РФ «одним из безусловных приоритетов ближайших лет».

В свою очередь, такая компания, как ОАО «Газпром», не должна оставаться в стороне от проблем субъектов РФ. Тем более обладая возможностью применять подобные установки. Плюс ко всему, данная установка абсолютно экологически чистая.

Размещение детандер-генератора позволит вырабатывать 9336000 кВтч электроэнергии в год на сумму 17846880 руб., и принося прибыль 13996608 руб. И срок окупаемости составит 4,8 года.

## **Основные законодательные документы в области организации и управления автомобильными перевозками**

*Р. М. Нурғалиева, О. А. Пидулина*

*Научный руководитель: Т. В. Барина*

*Нижекамский политехнический колледж им. Е. Н. Королева РТ*

Основными видами деятельности техника, специальности «Организация перевозок и управление на транспорте (автомобильном)» являются: производственно-технологическое (ТО, эксплуатация и ремонт подвижного состава и т.д.), организационно-управленческая (организация и планирования перевозок, обеспечение техники и безопасности), конструкторско-технологическая (подготовка технической документации), и опытно-экспериментальная (испытание новых маршрутов). Конечно же, эта деятельность регулируется государством.

В Гражданском Кодексе Российской Федерации в главе 40 «Перевозка» содержится 17 статей о правилах перевозки грузов и пассажиров. Важнейшим документом также является Устав автомобильного транспорта, регламентирующим деятельность субъектов автомобильного транспорта и отношения между ними. На территории РФ действует Устав, утвержденный Совмином РСФСР 08.01.69 (с последними изменениями от 28.04.95, принятыми Постановлением Правительства РФ № 433). Действующий Устав состоит из 10 разделов и 169 статей.

Разделы Устава автомобильного транспорта:

1. Общие положения
2. Подвижной состав, автодороги, сооружения и устройства для организации перевозок грузов и обслуживания пассажиров
3. Планирование и организация перевозок грузов
4. Перевозки пассажиров, багажа и почты
5. Прокат легковых автомобилей
6. Тарифы и расчеты за перевозки
7. Прямое смешанное сообщение с участием других видов транспорта



8. Транспортно-экспедиционные операции и услуги
9. Ответственность АТО, грузоотправителей, грузополучателей и пассажиров
10. Контроль за работой автомобильного транспорта

История управления АТ в СССР берет начало от Постановления ЦИК Совнаркома СССР от 12.01.28, которым было образовано Центральное управление дорожным транспортом — Цудортранс. В 1939 г. был принят Закон СССР об образовании в союзных республиках народных комиссариатов автомобильного транспорта, во исполнение которого был создан Наркомат автомобильного транспорта РСФСР. В 1946 г. Наркомат автотранспорта был переименован в Министерство автомобильного транспорта РСФСР. Министерство на основе иерархической структуры управлений АТ на местах, крупных автотранспортных объединений обеспечивало управление всем транспортом общего пользования в республике и в значительной степени определяло условия работы ведомственных автотранспортных организаций.

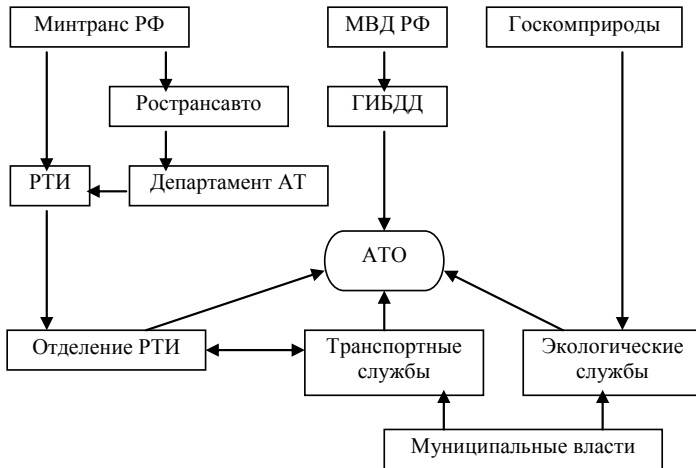


Рис. 1. Государственное регулирование автотранспортной деятельности

С 1990 г. Центральным органом управления автотранспортной деятельностью в РФ является федеральный орган исполнительной власти — Министерство транспорта Российской Федерации (Минтранс РФ), которое обеспечивает проведение государственной политики и общее государственное управление и регулирование транспортного комплекса.

Основными методами регулирования транспортной деятельности являются:

1. Нормативно-правовые, которые делятся на регулирующие рынок (лицензирование, квоты и ограничения) и определяющие безопасность (ПДД, Устав АТ и правила перевозок);
2. Экономические, которые делятся на комплексные (национализация и приватизация) и частные (налоги, штрафы и кредиты);
3. Смешанные.



С развитием рыночной экономики в России автомобильный транспорт становится одной из наиболее быстро меняющихся и растущих отраслей транспорта. Социально-экономические реформы предъявили к автотранспортной отрасли новые требования по эффективности, гибкости и качеству работы. Примером является: увеличение объема мультимодальных перевозок, которое позволит в критических регионах снизить экологическую нагрузку на окружающую среду, расширить географические границы работы перевозчика, подвижной состав которого будет доставляться в этом случае на отдельных участках маршрута другими видами транспорта.

Отношения, возникающие в процессе планирования, организации и выполнения перевозок, регулируются нормативными актами государственного законодательства, составляющими систему гражданского права.

### **Оптимизация процесса технического обслуживания линейных КП SUPERTU**

**А. Ю. Овчинников**

*ООО «Газпром Трансгаз Москва»*

*Первомайское управление магистральных трубопроводов*

Неотъемлемой составляющей бесперебойной транспортировки газа является надёжная работа систем телемеханизации линейных КП газопровода. В связи с этим технические решения направленные на повышение качества работы, надёжности, оптимизация процесса эксплуатации и технического обслуживания данных систем являются важными и необходимыми.

На КС Чаплыгин Первомайского УМГ с 1996 г. вводилась в эксплуатацию система SuperTU-1, к 2002 г. данной системой были оборудованы все линейные КП, а также КП отводов на газораспределительные станции.

Данный комплекс предназначен для телемеханизации технологических объектов, расположенных на линейной части магистральных газопроводов (пунктов замера газа, линейных крановых площадок и т.д.), а также для определения расхода и объема природного газа на газо-измерительных пунктах предприятий газовой промышленности. Комплекс обеспечивает:

- приём аналоговых сигналов напряжением 0.8...4.5 В, токовых 4...20 мА;
- контроль текущего значения потенциала станций катодной защиты в диапазоне –50 В;
- автоматический непрерывный контроль технологических параметров процесса транспортировки газа.

Одной из важнейших эксплуатационных характеристик данного оборудования является его надёжность. Под понятием надёжности понимается свойство выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих режимам и условиям использования, технического обслуживания, ремонтов и хранения. Таким образом, на сегодняшний день, вопрос о повышении качества обслуживания, а соответственно надёжности оборудования телемеханики является одним из важнейших.



С момента ввода и на протяжении всего времени эксплуатации оборудования SuperRTU-1 мы сталкивались с теми или иными причинами отказов данного оборудования, такими как:

- сбои связи с КП;
- выход из строя датчиков;
- потеря контакта;
- снижение сопротивления изоляции кабельных линий;
- выход из строя контроллера;
- выход из строя оборудования питания

На основании этого разработана подробная регламентная карта комплекса RTU-1, проводятся работы по доработке оборудования на основании информ-писем. Разработаны формуляры КП, содержащие данные по всем проводимым работам, заменам, ремонтам и причинам возникновения неисправностей. На основании собранных данных проводится анализ работы оборудования. Разрабатываются технические решения, направленные на предупреждение подобных причин отказов и оптимизацию технического обслуживания оборудования.

Одной из важных характеристик комплекса RTU-1, в совокупности с узлами управления кранами, является четкое выполнение заданных функций, таких как:

- выполнение команд «открытия» «закрытия» кранов с пульта дистанционного управления;
- достоверность показаний сигнализации положения кранов;
- невозможность самопроизвольной перестановки кранов с вероятными аварийными последствиями и перебоями в транспортировке газа.

Рассмотрим техническое решение, предназначенное для контроля цепи питания 24 В соленоидов узлов управления кранами, а, именно, для своевременного определения нарушения изоляции и замыкания на «землю» т.к. в SuperRTU-1 данный вид сигнализации не реализован, но необходим, в связи с важностью качественной работы цепи управления кранами. На рис. 1 представлена блок-схема комплекса SuperRTU с выделенным участком цепи, доработку которого мы производим.

На рис. 2 представлен данный участок цепи в виде схемы соединений, на основании схемы соединений комплекса RTU-1.

На рис. 3 представлена схема сигнализации. Работа схемы заключается в следующем: при замыкании цепи 24 В с землёй независимо в какой точке цепи, за счёт проводимости сообщённых проводников, на обмотке реле возникает напряжение питания. То есть при замыкании на землю «+» жилы, питание реле будет осуществляться через резистор R2 и заземлённый контакт реле, а при замыкании «-» жилы через R1 соответственно, рис. 4.

Сопротивление резисторов R1 и R2 подбирается по номиналу питания реле. В нашем случае для реле РЭС 59 (хп4.500.020)  $R1 = R2 = 650 \text{ Ом}$  и напряжение на обмотке реле составляет 10.5 В (при минимальном 8 В), данное соотношение подобрано опытным путём.  $I_{хол.} = 18.5 \text{ мА}$  при нормальной работе схемы т.е. отсутствия замыкания цепи на землю, в случае замыкания  $I_{общ} = 20.8 \text{ мА}$ .

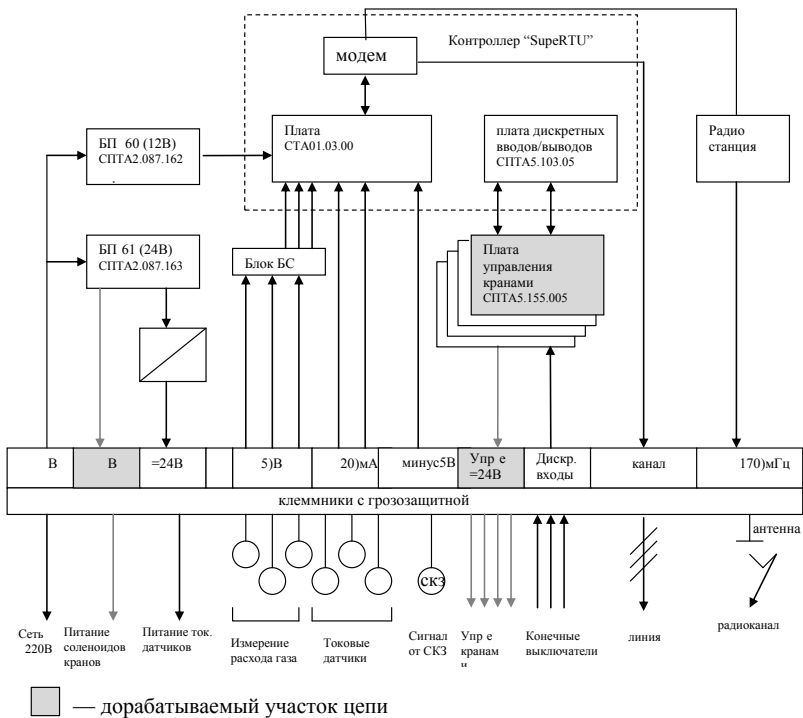


Рис 1

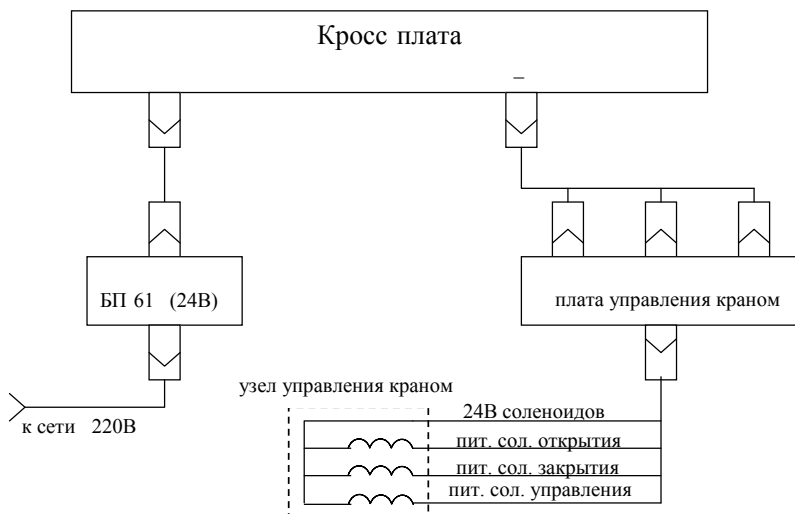


Рис 2

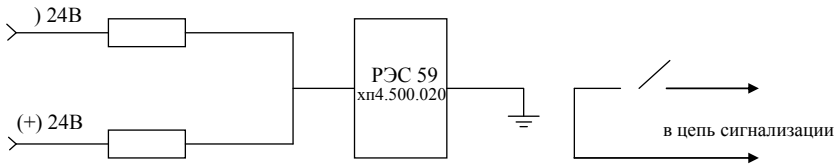


Рис. 3

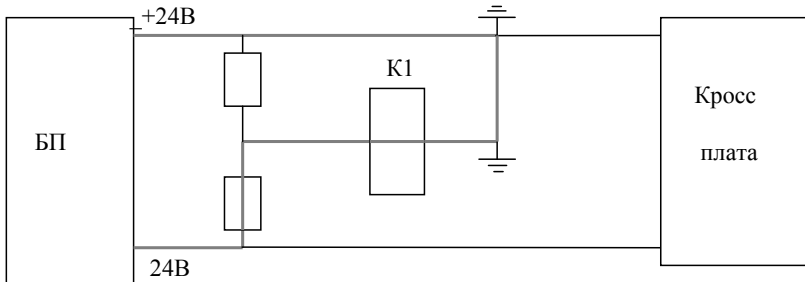


Рис. 4

Данная схема включается параллельно цепи 24 В к разъему ХР3 блока питания БП-61, как показано на рис. 5.

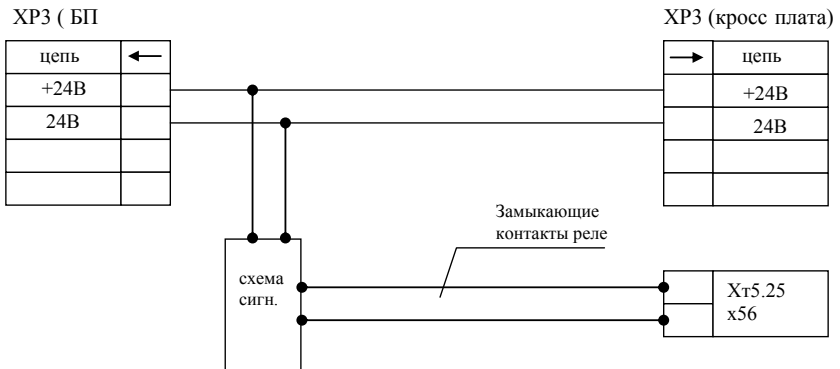


Рис 5

Замыкающие контакты реле подключаются в цепь ХТ5.2 параллельно сигнализации «вода в НУПе», т.к. для данного вида сигнализации дискретного входа не предусмотрено. По анализу архива аварий прохождения сигнализации «вода в НУПе» на пульт SuperRTU-1 зафиксировано один раз в период с 2005 по 2008 г., поэтому совмещение этих сигнализаций является оптимальным.



После разработки и монтажа сигнализации мы добились своевременного устранения неисправностей, связанных с нарушением изоляции цепей управления кранами. Также появилась возможность постоянного контроля за состоянием цепей управления на всех линейных КП в режиме реального времени.

Кроме того, за время эксплуатации комплекса возникали проблемы с достоверностью показаний сигнализации значения величины катодной защиты магистрального газопровода. В связи с этим разрабатывались мероприятия по их устранению, а именно:

- путём практического подбора питающего напряжения платы СКЗ удалось установить, что оптимальное напряжение питания не менее 6.5 В, т.к. при подаче штатного напряжения с вычислителя равного 6 В наблюдалась просадка до 5.5 В в результате большого электропотребления, более 50 мА, что приводило к нестабильной работе платы;
- доработана схема подключения линии СКЗ, смонтирован фильтр, осуществляющий сглаживание пульсаций значения и устранения помех.

На рис. 6 представлен график значения СКЗ до и после монтажа.

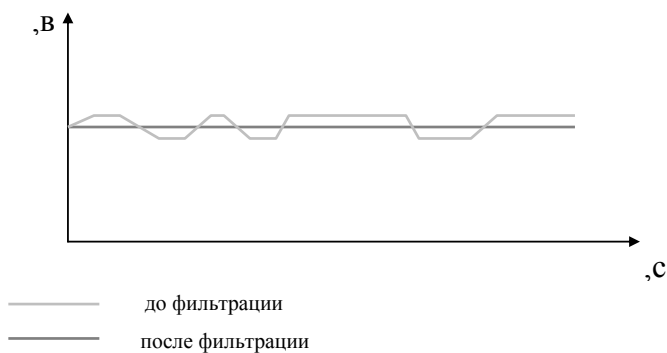


Рис. 6

Схема фильтра и его подключения показана на рис. 7

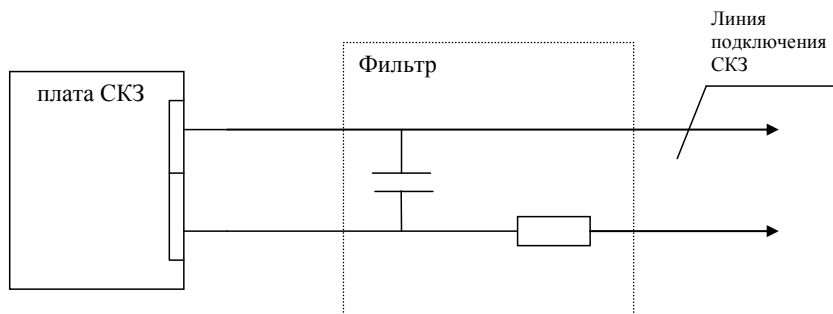


Рис. 7



Номинал резистора и конденсатора подобраны практическим путём и составляют:  $R = 500 \text{ Ом}$ ,  $C = 50 \text{ мкФ}$ .

После монтажа данного фильтра и регулировки питающего напряжения значительно улучшилось качество работы платы СКЗ, а, соответственно, качество работы сигнализации контроля уровня катодной защиты, в целом мы добились получения достоверных показаний сигнализации на пульте диспетчера.

### **Вывод**

В совокупности, технические решения, нарабатываемые в процессе эксплуатации комплекса, позволяют оптимизировать процесс технического обслуживания, появляется возможность планирования специальных видов работ и оперативного устранения возникающих неисправностей. Мы видим, что с помощью простых и не требующих финансовых затрат доработок оборудования можно существенно повысить надёжность оборудования и осуществлять контроль параметров.

## **Разработка методики расчета свойств пластовой нефти**

*Д. В. Окунев, Е. А. Окунева*  
*ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз»*

Знание зависимостей основных свойств пластовых нефтей и газа от давления и температуры необходимо при проведении различных расчётов, связанных с движением нефти в пласте, в скважинах и наземных коммуникациях. Отсутствие данных об основных свойствах пластовых нефтей не позволяет оптимизировать работу погружного оборудования добывающих скважин, а также выполнять какие-либо оценочные расчёты при эксплуатации скважин и систем сбора.

К настоящему времени известно несколько полуэмпирических и эмпирических методик расчёта основных свойств пластовых нефтей и газа. К наиболее известным и используемым в нефтяной промышленности относятся: методика И. И. Дуношкина и И. Т. Мищенко [1], методика Гипровостокнефти [2], методика В. О. Палия. Кроме этих работ имеются соответствующие методики для месторождений Казахстана [4, 5]. Все перечисленные методики построены для нефтей, в составе выделившегося газа которых содержание метана менее 60% (мольн.).

Имеется ряд месторождений, в составе выделившегося при однократном стандартном разгазировании (ОСР) газа, содержание метана превышает 60% [6]. Использование известных методик расчёта основных свойств пластовых нефтей и газа [1–5] для целой группы месторождений даёт неприемлемые по точности результаты.

Разработка методики расчёта основных свойств пластовых нефтей и газа при содержании в выделившемся при ОСР газе более 60% метана позво-





лит снять ограничение известных расчётных методов, расширив диапазон их практического использования.

Для разработки методики использованы экспериментальные свойства нефти и газа нефтяных месторождений бывшего СССР [6].

По методике расчета основных свойств пластовой нефти [1] были рассчитаны свойства нефти с целью оценки точности данной методики при содержании метана в составе нефтяного газа более 60% мольн. Рассчитанные данные сравнивались с экспериментальными. Сопоставление расчётных данных с экспериментальными представлено на рис. 1–2.

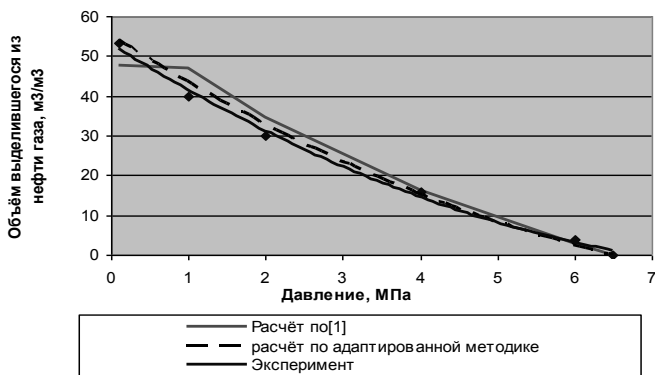


Рис. 1. Сопоставление результатов расчёта по адаптированной методике и по методике [1] с экспериментальными данными. Объём выделившегося газа в функции давления. Соколовогорское месторождение

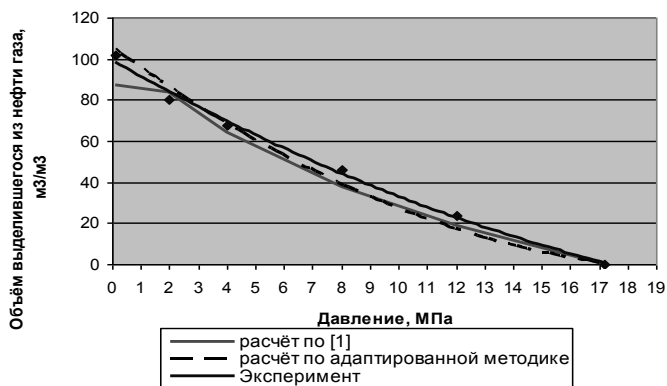


Рис. 2. Сопоставление результатов расчёта по адаптированной методике и по методике [1] с экспериментальными данными. Объём выделившегося газа в функции давления. Иловлинское месторождение

Как видно из рис. 1–2, в области давлений от 3 МПа до 0,1 МПа известная методика даёт существенные ошибки, изменяя сам характер объёма выделив-



шегося газа в сравнении с экспериментальным. Это не позволяет использовать расчётные данные как при эксплуатации добывающих скважин, так и при эксплуатации различных элементов системы сбора и подготовки нефти.

С целью расширения области практического использования методики [1] выполнен анализ, как самой методики, так и основных параметров, определяющих процесс выделения газа из нефти. В качестве рабочей гипотезы выдвинуто положение, что содержание метана в составе выделившегося газа  $\Psi_m$  влияет на его плотность  $\rho_r$  в соответствии с зависимостью:

$$\rho_r = a + b(c - \Psi_m), \quad (1)$$

где  $a, b, c$  — коэффициенты, зависящие от содержания азота в составе газа.

Подтверждением принятого положения является исследование [3]. Анализ методики [1] показал, что основными параметрами, которые зависят от плотности выделившегося газа, являются безразмерные параметры  $Ш_i$  и  $D_{1,i}$ :

$$Ш_i = 1 + 0,029(t - 20)(\rho_i \rho_{\text{air}} - 0,7966), \quad (2)$$

$$D_{1,i} = \rho_i \rho_{\text{air}} (4,5 - 0,00305(t - 20)) - 4,785, \quad (3)$$

где  $\rho_{\text{го}}$  — относительная (по воздуху) плотность газа однократного разгазирования,  $t$  — температура, °С, где  $\rho_{\text{ню}}$  — относительная (по воде) плотность дегазированной нефти.

С целью адаптации указанных параметров принято, что они являются не только зависимыми от температуры, но также и от содержания в выделившемся газе ОСР метана (мольные доли). Для рассматриваемого случая запишем указанные параметры в виде:

$$Ш_i = 1 + 0,029(t - 20)(\rho_i \rho_{\text{air}} - 0,7966) + K1 \cdot \Psi_i, \quad (4)$$

и

$$D_{1,i} = \rho_i \rho_{\text{air}} (4,5 - 0,00305(t - 20)) - 4,785 + \hat{E} 2 \cdot \Psi_i, \quad (5)$$

где  $K1$  и  $K2$  — коэффициенты, индивидуально подбираемые для нефтей различных месторождений.

В качестве первой итерации обработаны экспериментальные данные табл. 1 с целью определения коэффициентов  $K1$  и  $K2$ , в результате чего установлено, что ошибка объёма выделившегося газа с использованием этих коэффициентов составляет  $\pm 15\%$  и это не позволяет рекомендовать их для практического использования (при содержании метана более 60%).

В качестве второй итерации экспериментальные данные [6] были разделены на четыре группы:

*Первая группа* — содержание метана в составе нефтяного газа от 61 % до 70%,

*Вторая группа* — содержание метана в составе нефтяного газа от 71 % до 80%,

*Третья группа* — содержание метана в составе нефтяного газа от 81 % до 90%,

*Четвёртая группа* — содержание метана в составе нефтяного газа свыше 90%.



Обработка материалов [6] позволила вычислить числовые значения коэффициентов  $K_1$  и  $K_2$  для каждой группы месторождений, которые представлены в табл. 1.

Таблица 1

### Числовые значения коэффициентов $K_1$ и $K_2$

Содержание метана, мольн. доли	$K_1$	$K_2$
Среднее значение при содержании метана от 0,61 до 0,7	0,017	-0,29
Среднее значение при содержании метана от 0,71 до 0,80	0,033	-0,125
Среднее значение при содержании метана от 0,81 до 0,9	0,123	-0,683
Среднее значение при содержании метана более 0,9	0,19	-0,55

Таким образом, расчёт объёма выделившегося при ОСП газа необходимо рассчитывать по зависимостям (4) и (5) с учётом коэффициентов  $K_1$  и  $K_2$  из табл. 1.

Адаптированная методика расчёта основных свойств нефти и газа при содержании в выделившемся газе ОСП более 60% метана базируется на методике [1] с учётом рекомендаций по расчёту объёма выделившегося газа с использованием новых зависимостей (4) и (5).

На рис. 1–2 представлены расчётные зависимости по методике [1], а также с учётом зависимостей (4), (5) — по адаптированной методике и экспериментальные зависимости объёма выделившегося газа для рассматриваемых месторождений. Видно, результаты расчёта по адаптированной методике качественно и количественно наиболее близко совпадают с экспериментальными данными и дают основание рекомендовать её для практического использования.

Проведём расчёт свойств нефти и газа по адаптированной методике для Соколовгорского месторождения, результаты которого представлены на рис. 1, 3, 4, 5, 6.

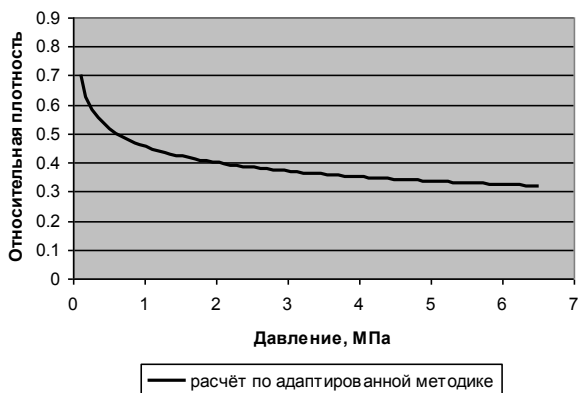


Рис. 3. Зависимость относительной плотности выделившегося газа в функции давления

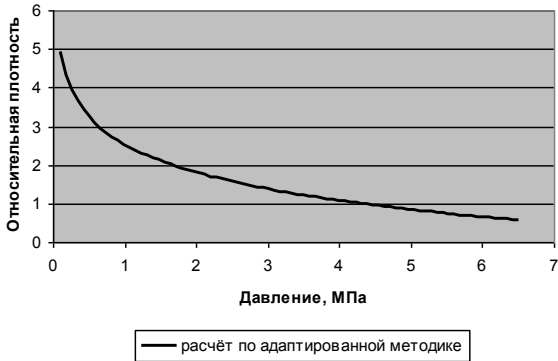


Рис. 4. Зависимость относительной плотности газа, остающегося в нефти, в функции давления

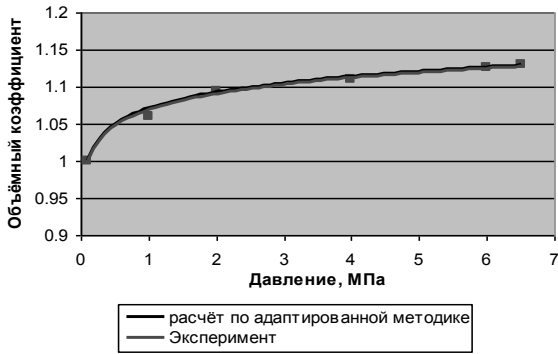


Рис. 5. Сопоставление результатов расчёта по адаптированной методике экспериментальными данными объёмного коэффициента нефти в функции давления

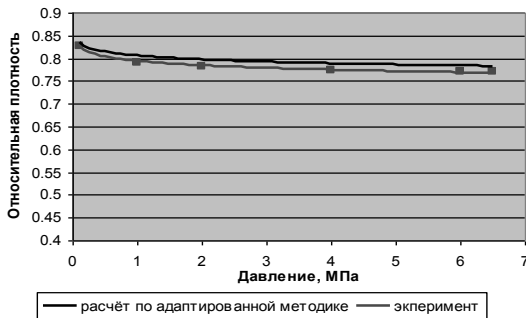


Рис. 6. Сопоставление результатов расчёта по адаптированной методике с экспериментальными данными относительной плотности газонасыщенной нефти в функции давления



Из представленных рисунков можно сделать вывод о том, что адаптированная методика сняла ограничение известных расчётных методов, является достаточно точной и может использоваться в практике разработки нефтяных месторождений

Как видно из данных рисунков, при отсутствии экспериментальных исследований пластовой нефти этого месторождения можно рекомендовать рассматриваемую методику для расчётного определения основных свойств нефти и газа при различных термобарических условиях.

### Литература

1. *Дунюшкин И.И., Мищенко И.Т.* Расчёт основных свойств пластовых нефтей при добыче и подготовке нефти. — М.: МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, 1982. — 79 с.
2. *Штоф М.Д.* Расчёт свойств пластовых нефтей. Методическое руководство. — Куйбышев: Гипростокнефть, 1974. — С 40.
3. *Палий В.О.* Разработка методики расчёта основных свойств пластовых нефтей при ограниченной исходной информации. Дисс. на соискание учёной степени к.т.н. — М.: РГУ нефти и газа, 1994. — 119 с.
4. *Нурумова С.Ж.* Особенности разработки VIII горизонта месторождения Жетыбай при эксплуатации добывающих скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения. Дисс. на соискание учёной степени кандидата технических наук. — М.: РГУ нефти и газа, 2005. — 118 с.
5. *Нуршаханова Л.К.* Анализ методов воздействия и оценка изменения свойств нефти в процессе разработки месторождения Узень. Дисс. на соискание учёной степени кандидата технических наук. — М.: РГУ нефти и газа, 2005. — 118 с.
6. *Требин Г.Ф., Чарыгин Н.В., Обухова Т.М.* Нефти месторождений Советского Союза. Справочник. — 2-е издание, доп. и перераб. — М.: Недра, 1980. — 583 с.

## **Обеспечение эффективной эксплуатации установки сероочистки попутного газа на СП Макаровский ЦДНГ «Памятный»**

**А. П. Павленко**

*Руководитель: Е. В. Попов*

*ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз»*

Макаровская сероочистная установка предназначена для очистки попутного нефтяного газа Памятного цеха добычи нефти и газа ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз» от сероводорода окислительным способом с применением низкотемпературного поглотительного раствора.

Очищенный нефтяной газ используется для нужд котельной пром.базы нефтегазосборного пункта, для работы печей подогрева нефти ПТБ,3–200 М и ПТБ-10. Очистка попутного нефтяного газа от сероводорода повышает технико-экономические, экологические показатели промысла и окружающей среды в целом.

Технология очистки нефтяного газа от сероводорода заключается в нейтрализации сероводорода путем диспергирования сырого газа в поглотитель-



ном растворе. Технологический процесс очистки газа от сероводорода характеризуется непрерывностью, цикличностью.

Сырьем установки сероочистки является попутный нефтяной газ СП «Макаровский». Газ содержит кислые компоненты: сероводород, меркаптаны и диоксид углерода.

Физические свойства: бесцветный, легче воздуха, запах специфический, обусловленный присутствием сероводорода.

Химические свойства: горюч, взрывоопасен, предел взрываемости по метану от 4,9% об. до 10% об.

Товарным продуктом на установке сероочистки является очищенный от сернистых соединений углеводородный газ до норм согласно ГОСТ 5542–87 по содержанию сероводорода), ОСТ 51.40.93 (по влагосодержанию) Содержание: H<sub>2</sub>S- не более 20 мг/м<sup>3</sup>

Температура точки росы по влаге, °С, не выше минус 3 с 01.05 по 30.09, не выше минус 5 с 01.10 по 30.04. Температура точки росы по углеводородам, °С, не выше 0. Теплотворная способность, ккал/кг не менее 7900.

Для приготовления абсорбента на установке используются химические реагенты: бихромат натрия, сода кальцинированная, хлористый кальций или бишофит. Поглотитель представляет собой водный раствор хромата натрия, прозрачный, желто-зеленого цвета, рН = 7,5–8,5, плотность 1134–1136 кг/м<sup>3</sup>, коррозионно безопасен, т.к. хроматы являются ингибиторами коррозии. Температура замерзания — до минус 30 °С. Хранится в стальных емкостях из углеродистой стали. В качестве растворителя можно использовать фильтрат отработанного раствора, который представляет собой водный раствор бикарбоната натрия, что позволит сократить расход соды. Бикарбонат натрия действует на бихромат также, как и карбонат, переводя бихромат в хромат.

Для очистки попутного нефтяного газа от сероводорода используется метод окислительной хемосорбции с использованием водорастворимой соли шестивалентного хрома (Cr+6). При этом методе сера меняет свою валентность, превращаясь из сульфид-иона (S-2) в серу элементарную (S0) и тиосульфат-ион (S<sub>2</sub> O<sub>3</sub>-2).

Для обеспечения надежной очистки и улучшения массообмена сепаратор

ГС-2 заполнить насадкой. В качестве насадки используются полиэтиленовые кольца. Насадка размещается на металлической решетке. Решетка устанавливается выше патрубка В, через который осуществляется ввод газожидкостной смеси.

Работниками цеха была проведена соответствующая модернизация на сероочистной установке; переобвязка ГС2, отключение процесса регенерации отработанного раствора, закуплена необходимая для работы химия и внесены дополнения в регламент по работе сероочистной установки, согласно «Мероприятий по восстановлению работоспособности сероочистной установки на СП Макаровской» и в указанные сроки.

Изначально для чистоты эксперимента установка была запущена на старом растворе, анализы газа до и после работы установки показали степень очистки в 4 раза, газ по нормам ГОСТ не прошел по содержанию H<sub>2</sub>S и был равен 0,03 г/м<sup>3</sup> после очистки



В это же время в емкостях резервного хранения раствора был приготовлен раствор согласно инструкции ОАО «СевКавНИПИГаз» на основе фильтра отработанного раствора, который представляет собой водный раствор бикарбоната натрия, что позволило значительно сократить расход соды.

В период практической работы с 2007 по 2009 год, внедрив методику восстановления работоспособности сероочистной установки на СП «Макаровский», представленной ОАО «СевКавНИПИГаз», изменив регламент работы, произведя переобвязку и модернизацию технологической части, заменив раствор поглотителя сероводорода, полностью восстановили степень очистки установки.

Фактическая необходимость реагентов при использовании фильтра отработанного раствора оказалась значительно меньше представленной величины, что позволило снизить себестоимость очистки одного грамма сероводорода в 2,27 раза при фактической себестоимости всех реагентов в 5,46 раза выше расчетных показателей, представленных в отчете ОАО «СевКавНИПИГаз», и определить высокую эффективность очистки попутного нефтяного газа от сероводорода, для чего применяется метод окислительной хемосорбции с использованием водорастворимой соли шестивалентного хрома (Cr+6).

Процесс регенерации раствора поглотителя исключать из схемы работы нельзя, так как при снижении температуры, перепадах температур регенерация раствора фактически поддерживает степень очистки газа от сероводорода постоянной без срывов и колебаний показателей по ГОСТ.

Наоборот данную схему необходимо усовершенствовать технологией вихревой инжекции, которая используется в промышленности в качестве смесительных аппаратов для мокрой очистки газов, для получения жидких коллоидных систем, в которых за счет тонкодисперсного смешивания большого количества воздуха с раствором увеличивается абсорбция кислорода, увеличивается его количество в растворе и повышается эффективность регенерации поглотителя сероводорода.

## **Новый взгляд на энергоснабжение предприятия — газ как собственный тариф**

**В. Ю. Петров**

*ОАО «Самотлорнефтегаз»*

На современном этапе развития нефтедобыча является весьма энергоемкой отраслью в нефтяной промышленности, характеризующейся прогрессирующим ростом обводненности и снижением качества добываемой продукции. Наибольшие затраты энергии всех видов в добыче нефти приходится на механизированные способы извлечения продукции, а также на поддержание пластового давления. В настоящее время Компания уделяет особое внимание снижению затрат на электроэнергию. Это связано с высокими удельными показателями потребления электроэнергии на тонну добываемой



нефти и прогнозируемым повышением отпускных цен. С 2005 по 2008 гг. цены на электроэнергию для ТНК-ВР выросли в среднем на 60%. 1 июля 2008 года завершена реструктуризация РАО ЕЭС, произошло обособление всех компаний целевой структуры отрасли (федеральная сетевая компания, оптовые генерирующие компании, территориальные генерирующие компании и др.) и прекращена деятельность головного Общества. Минэнерго России взяло на себя все управленческие функции, необходимые как для обеспечения стабильного функционирования электроэнергетики страны, так и для выполнения задач по ее дальнейшему развитию. Проведенная реформа в РАО ЕЭС и сопутствующие изменения на рынке поставки электроэнергии делают актуальной разработку комплекса технических и организационных мероприятий, изменение технологических процессов и систем контроля, обеспечивающих энергосбережение при добыче, подготовке и транспортировке нефти. Возрастают риски неопределенности цен на покупаемую энергию, связанные с ценами на топливо и госрегулированием энергетической отрасли. Прогноз темпа роста цен на энергоносители составляет от 20 до 30% ежегодно в период 2009–2011 гг., что обусловлено ежегодным увеличением доли свободно-го сектора, на котором цены выше.

Основные цели, направленные на увеличение энергоэффективности предприятия, а также способные частично или полностью разрешить сложившуюся ситуацию:

1. Снижение операционных затрат на электроэнергию.
2. Гарантия/Прогнозируемая стоимость собственной энергии.
3. Сокращение зависимости от внешних факторов роста тарифов на электроэнергию.

Задачи для достижения поставленных целей:

1. Сокращение дефицита мощности.
2. Снижение стоимости электроэнергии.
3. Высвобождение мощности от площадочных объектов для перераспределения на объекты нефтедобычи.

Чтобы достичь, установленные цели и поставленные задачи предлагается заменить существующий источник питания электроэнергией в лице (ОАО «Тюменьэнерго») объектов ОАО «Самотлорнефтегаз» на вырабатываемую электрическую мощность от собственных генераторов, устанавливаемых на газотурбинных теплоэлектростанциях.

### Описание технологии

Автономная газотурбинная теплоэлектростанция предназначена для обеспечения электрической и тепловой энергией промышленных и бытовых потребителей. Может использоваться для обеспечения электрической и тепловой энергией промышленных предприятий, жилых поселков, районов, различных объектов народного хозяйства в отдаленных и труднодоступных регионах Крайнего Севера, горной местности, на вновь осваиваемых месторождениях по добычи нефти и газа, для энергоснабжения регионов при чрезвычайных ситуациях. А также использование



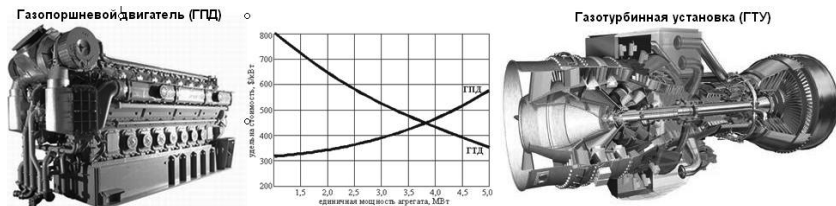


Рис. 1. Виды генераторов

<p>ГПД (Газопоршневой двигатель):                  Периодичность ТО 1000–2000 часов (40–80 суток) «-»                  Расход топлива 0,264...0,329 м3/кВт.ч «+»                  Не требуется высокого давления на входе 0,035 МПа «+»                  Требуется больше места, имеет больший вес на единицу мощности, в 1,5 раза тяжелее ГТУ «-»                  КР через 30000 ч., выполняется на месте установки, период выполнения ремонта 1,5–2 месяца, стоимость КР 50% от первоначальной стоимости «-/»                  Высокие требования к качеству топливного газа (метановое число, низкое содержание капельной жидкости в топливе) «-»                  Количество пусков: газопоршневой двигатель может запускаться и останавливаться неограниченно, нет влияния на общий моторесурс двигателя «+»                  Диапазон стандартных мощностей до 3 МВт «-/»                  Большое количество расходных материалов (масло, антифриз) в период эксплуатации «-»</p>	<p>ГТУ (газотурбинная установка):                  Периодичность ТО 3000 часов (125 суток) «+»                  Расход топлива 0,375...0,503 м3/кВт.ч «-»                  Требуется высокое давление на входе от 1,2 МПа «-»                  Меньшие габаритные размеры «+»                  КР через 25000 ч., выполняется на заводе, стоимость КР 70% от первоначальной стоимости; есть обменный фонд на заводах изготовителей РФ — время замены 1–2 суток «-/»                  Количество пусков: 100 пусков газовой турбины уменьшает её ресурс на 500 часов «-»                  Диапазон стандартных мощностей: 6436 МВт «+»                  Наибольший КПД достигается при когенерации — сьем тепла «+»</p>
---	--

технологии как для обеспечения резервного источника энергии в пиковом и аварийном режимах. Состоит из двигателя (турбины), генераторной установки с теплообменниками для утилизации тепловой энергии, системы автоматизации и контроля.

В качестве топлива может использоваться пропан, бутан, попутный нефтяной газ, газы химической промышленности, коксовый, древесный, пиролизный газ,



Рис. 2. ГТЭС 42 МВт



газ мусорных свалок, биогаз, газ сточных вод и т.д., а также жидкие вещества, включая тяжелые углеводороды.

В данном проекте планируется строительство ГТЭС, где в качестве топлива используется ПНГ (попутный нефтяной газ), выделяющийся при добыче нефти с фонда скважин ОАО «Самотлорнефтегаз». ПНГ состоит в основном из метана и тяжелых углеводородов. Избыток данного продукта обычно разрешают с помощью сжигания на факелах, что способствует сильному загрязнению экологии.

Тем самым локальное использование попутного газа — «бесплатного отхода нефтедобычи» способно не только обеспечить как электроэнергией, так и теплом объекты нефтедобычи, но рационально и экономично разрешить задачу экологически чистой утилизации.

Основные критерии по принятию решения:

1. Темп роста тарифов на электроэнергию.
2. Принятые в расчетах «нетбэки» по газу для проектов развития собственной генерации электрической мощности.
3. Модель для расчета пилотных проектов по развитию собственной генерации электрической мощности.

Планируемая замена предусматривает строительство газотурбиной электростанции мощностью 42 МВт для полного замещения потребляемой мощности от ПС 110/35/6 кВ по приложенной схеме (с учетом возможности использования мощностей существующего источника питания — сети «Тюменьэнерго», как резерв).

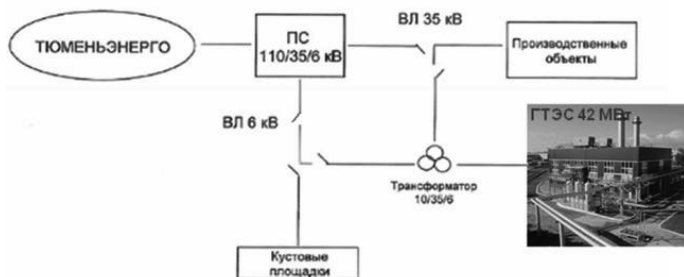


Рис. 3. Схема подключения ГТЭС

Основными и наиболее важными критериями, а также установленная степень значимости каждого критерия по выбору площадочного объекта для наиболее перспективного и в тоже время реализуемого в кратчайшие сроки проекта выступили:

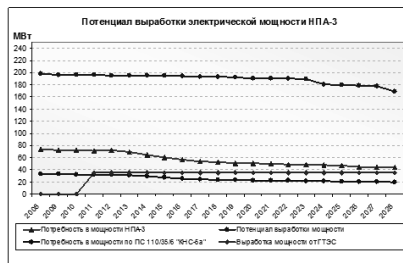
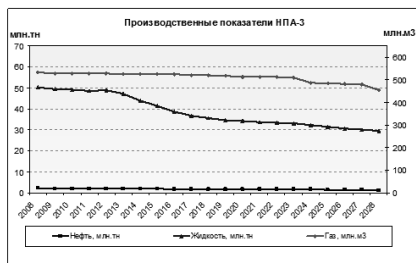
- дефицит мощности (перегруженные ПС);
- избыток газа (факел в работе);
- наличие газопровода (в непосредственной близости от КСП, ДНС);
- наличие действующей КС;
- наличие земельного участка.

Наиболее предпочтительными объектами для строительства генерирующей электростанции на объектах ОАО «Самотлорнефтегаз» являются: КНС-



5, КНС- 39., Нефтепромысел № 3, питание которых осуществляется от ПС 110/35/6 кВ общей мощностью 35 МВт, так как настоящий режим работы данных объектов и существующая инфраструктура максимально отвечают выбранным критериям для решения поставленных задач.

Производственные показатели по добыче жидкости и ПНГ Нефтепромысла № 3.



Производственные показатели по НПАЗ	Ед.изм.	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014-2028	ВСЕГО
Газ	млн.м3	532	528	528	527	526	525	7555	10722
Нефть	млн.тн	2,1	2,0	2,0	1,9	2,0	1,9	24,5	36
Жидкость	млн.тн	50,2	49,3	49,0	48,6	48,8	47,2	518,9	812
Потребность в мощности НПАЗ	МВт	74,0	72,7	72,3	71,6	71,9	69,5	765	1262
Потенциал выработки мощности	МВт	197,8	196,5	196,3	196,1	195,8	195,4	2811	4184
Потребность в мощности по ПС 110/35,6 "КНС-39"	МВт	33,4	32,8	32,6	32,3	32,4	31,4	345	569
Выработка мощности от ТЭС	МВт	0,0	0,0	0,0	35,0	35,0	35,0	525	665

Показатели прогноза ресурса газа и возможная мощность электростанции при использовании данного продукта обеспечивают гарантийную подачу топлива для выработки необходимой мощности по нефтепромыслу на период 2009–2028 гг.

Экономическое обоснование построено на расчетах капитальных вложений, определенных Управлением Энергетики БН РИД в утвержденной модели для расчета, с учетом опыта реализации аналогичных проектов в Компании.



Показатели	Ед. изм.	ПС 110/35/6кВ "КНС - 5а"	
Замещающая мощность	МВт	35	
NPV	млн. \$	212	160
PVI	млн. \$	65	65
PI	ед.	4,26	3,46
IRR	%	21%	17%
ДРР <sup>г</sup>	год	7,32	8,44
Вариант себестоимости газа (по цене):		по нулевой	по коммерческой

График инвестирования и сценарий оплаты за потребление электроэнергии, млн. \$

Период	Показатели	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014-2028	ВСЕГО
1. Инвестиции проекта		0	1	2	3	4	5	6-20	20
- ПИР		0	0,5	47,9	16,6	0	0	0	65,0
- Закуп оборудования -СМР		0	0	45,9	0	0	0	0	45,9
- Технологические присоединение к сетям "Тюменьэнерго"		0	0	2,0	0	0	0	0	2,0
- Закуп оборудования-охранение СМР+ПНР		0	0	0	16,6	0	0	0	16,6
2. Орех		0	0,0	1,0	9,0	10,3	10,1	142,4	172,7
- Расходы на Системного оператора		0	0	0	0,2	0,2	0,2	3,2	3,9
- Расходы на эксплуатацию станции		0	0	0	5,4	5,4	5,4	81,0	97,3
- Расход газа (газ "коммерческий")		0	0	0	2,2	3,6	3,6	55,8	65,2
- Налог на имущество		0	0,0	1,0	1,2	1,0	0,9	2,4	6,4
3. Сценарий затрат от выработки э/э на собственных мощностях (сарех+орех)		0	0,5	48,8	25,6	10,3	10,1	142,4	237,7
4. Сценарий затрат на получение электроэнергии от РАО		9,6	12,1	14,6	16,8	18,2	19,6	367,3	448,7



Реализация проекта по развитию собственной генерации энергии позволит:

1. Сократить операционные расходы на электроэнергию.
2. Снизить риски связанные с дополнительными платежами за техприсоединение.
3. Обеспечить гарантированный тариф при необходимом уровне надежности.
4. Обеспечить прогнозирование/стабилизацию, затрат при формировании комплексного проекта по предприятию.
5. Снизить дефицит мощности на объектах нефтедобычи путем замещения покупаемой мощности на площадочных объектах.
6. Утилизировать ПНГ на собственные производственные нужды, сократить плату за выбросы на факелах.
7. Увеличить КПД производственных объектов с использованием собственных ресурсов.

Итак, проект генерации собственной энергии на объектах ПЕ СНГ является значимым для Компании и рекомендуется к внедрению, так как замещение вырабатываемой мощности площадочных объектов обусловлено наличием инфраструктуры и обеспечением топлива для бесперебойной работы генераторов на долгие годы.

## **Обоснование необходимости создания геодинамических полигонов на ПХГ**

*С. С. Полухина*

*Руководители: А. П. Зубарев, А. А. Осипов*

*ООО «Газпром ПХГ»*

В последние годы перед всеми предприятиями нефтегазового комплекса, осваивающими подземное пространство, остро стоит вопрос о решении проблемы геомеханического и геодинамического характера. Ярким подтверждением этому является проведение уже двух Европейских конгрессов по механике горных пород (EUROCK-94, EUROCK-98), а также национальных конгрессов отдельных стран, появление ряда публикаций в центральных изданиях, утверждение некоторых нормативно-законодательных актов. Таким образом, налицо очевидное проявление научного, практического и законодательного интереса к данной проблеме.

Среди вопросов, представляющих интерес как для науки, так и для безопасности работ и окружающей среды, являются вопросы устойчивости скважин, сокращения расходов на их строительство и крепление, уплотнение коллекторов и изменение в связи с этим режима отбора или закачки, сдвигание горных пород и земной поверхности и оценка ущерба, наносимого данными процессами, техногенные землетрясения и прогноз возникновения опасных природно-техногенных явлений.

Вероятность таких процессов увеличивается при эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ), где циклическое динамическое воздействие на мас-



сив пород, содержащих коллектор, могут привести к развитию дренирующих трещин, значительным относительным деформациям, приводящим к нарушению колонн, заколонным перетокам, распространяющимся до поверхности. В последнем случае необходимо учесть опасность оседаний и сдвижений грунтов под зданиями, сооружениями и коммуникациями.

В последние десятилетия получены надежные факты, которые показывают, что роль и масштабы проявления этих процессов явно недооценивались при решении проблем обеспечения промышленной и экологической безопасности природно-технических систем нефтегазового комплекса.

Для понимания сути вопроса необходимо понять, что же такое геодинамический полигон.

Геодинамический полигон — совокупность геодезических реперов, заложенных по определенной системе в породном массиве и на земной поверхности, сооружениях и зданиях, попадающих в зону сдвижения горных пород и земной поверхности, цель закладки которого:

- фиксировать деформационные процессы земной поверхности и горного массива в районе подземного газохранилища для прогноза техногенных, сейсмических и геомеханических явлений;
- фиксировать и контролировать возможные геомеханические процессы, сопровождающие эксплуатацию ПХГ;
- определять основные пространственно-временные характеристики деформационных процессов земной поверхности;
- разрабатывать меры охраны сооружений на земной поверхности, а также скважин в горном массиве от возможного вредного влияния при эксплуатации подземного газохранилища.

Так почему же нам необходимо проводить геодинамический мониторинг на ПХГ, которые эксплуатируются уже более 40–50 лет, и обходилось ранее без данных наблюдений?

Во-первых, в последнее время существенно меняется отношение к проблеме обеспечения геодинамической безопасности пользования недрами, утверждаются некоторые нормативно-законодательные акты.

Так, например, в «Положении о порядке выдачи разрешений на застройку площадей залегания полезных ископаемых» РД 07–309–99, утвержденное Постановлением Госгортехнадзора России от 30.08.99 № 64, указано, что застройка площади залегания месторождения нефти и газа, на котором отсутствует геодинамический полигон и не ведутся систематические наблюдения за оседанием земной поверхности в результате добычи углеводородного сырья, не допускается (п. 43).

В «Положении о геологическом и маркшейдерском обеспечении промышленной безопасности и охраны недр», РД 07–408–01, утвержденным постановлением Госгортехнадзора России от 22 мая 2001 года, №18, в разделе III данного документа указано, что «... ведение мониторинга состояния недр, включая процессы сдвижения горных пород и земной поверхности, геомеханических и геодинамических процессов при недропользовании необходимо для предотвращения вредного влияния горных разработок (*а эксплуатация ПХГ — это тоже горные работы*) на горные выработки, объекты поверхности



и окружающую природную среду, а так же обоснование нормативов потерь и разубоживания полезных ископаемых при их добыче...».

Согласно «Правилам охраны недр» (утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 06.06.03 за № 71), необходимо осуществлять наблюдения и контроль за состоянием горного отвода (мониторинг горного отвода), включающие, в том числе, проведение наблюдений за проявлением горного давления, сдвижением горного массива, деформациями охраняемых зданий и сооружений и другими явлениями, возникающими при разработке месторождения.

Дополнительная информация содержится также в ряде отраслевых документах, например, «Руководство по геодинамическим наблюдениям и исследованиям для объектов ТЭК», М.: Минтопэнерго РФ, 1997; «Инструкции по производству маркшейдерских работ», РД 07–603–03 п. п. 262–267; «Концепция. Геодинамическая безопасность освоения углеводородного потенциала недр России», М.: Минтопэнерго РФ, РАН, 2000, в которых изложены требования к составу методов, точности измерений и частоте опроса наблюдений на геодинамических полигонах.

Во-вторых, пользование недрами без учета геодинамических процессов может привести к экологическим рискам как геологического, так и техногенного характера (разуплотнение горных пород, загрязнение выше/нижележащих водоносных горизонтов, в том числе питьевых), к техническим рискам (ошибки в проектировании и расчетах инженерно-технических конструкций, смятие обсадных колонн скважин) и к экономическим рискам (штрафным санкциям за нанесенный ущерб при пользование недрами, затраты на ликвидацию аварий, переселение населения).

Поэтому, в целях обеспечения технологически безопасной эксплуатации газохранилища проводимый в настоящее время на ПХГ стандартный производственный мониторинг, включающий гидрохимические, геофизические, включая сейсмоку 2D, 3D и промысловые исследования, *и как следствие, аналитические методы исследования, проводимые геологами ПХГ и институтами, осуществляющими Авторский надзор*, в комплексе с выполнением требований по геодинамическому мониторингу, а именно, геофизических площадных (проведение сейсмоки 4D), аэрокосмических и деформационных (геодезических) наблюдений за выделенными зонами повышенной трещиноватости и активации современных разрывных нарушений — весь этот комплекс будет полностью отвечать требованиям Ростехнадзора РФ по проведению объектного мониторинга ПХГ, результаты которого позволят:

- спрогнозировать землетрясения, переход разломов из статического в динамическое состояние и перемещения геологических блоков по ним вследствие отбора и закачки газа;
- разработать мероприятия по поддержанию пластового давления;
- получить данные о пространственной изменчивости экзогенных геологических процессов, развивающихся при эксплуатации ПХГ, изменений условий эксплуатации и разработки мероприятий по сохранению скважин, полноте и эффективности извлечения углеводородов в подземных хранилищах;



- обеспечить безопасность работников, населения, охраны недр, объектов окружающей среды, зданий и сооружений от вредного влияния эксплуатации ПХГ;
- учесть современные вертикальные движения при построении геологических карт и разрезов при разведке горизонтов, залегающих ниже или выше эксплуатируемых пластов, а также активных разломных зон и аномальных зон повышенного давления при составлении проектной технологической документации;
- спроектировать дополнительные мероприятия по обеспечению надежности сооружений и эффективности геодинамической защиты территорий производственных комплексов ПХГ.

В-третьих, так как природные резервуары, вмещающие залежи углеводородов (УВ), представляют собой квазистационарную систему, формирование которой происходило в течение длительного геологического времени, и уже на этапах поиска и разведки месторождений, устойчивость этой системы нарушается. Техногенное воздействие на природные резервуары существенно возрастает на заключительных стадиях разработки месторождений, а на подземных хранилищах газа, по причине многократного, циклического и интенсивного изменения пластового давления и газо- и водонасыщенности коллекторов, может достигать своего максимума.

Чрезвычайно важно, что все эти последствия сопровождаются значительным экономическим ущербом. Примерами пользования недрами без учета геодинамических процессов могут служить такие объекты нефтегазового комплекса, как:

- Широко известное нефтяное месторождение США «Уилмингтон» (рис. 1), на котором произошло «проседание» приповерхностных слоев земной поверхности с образованием в центральной части чашеобразной впадины на глубину до 9 метров, сопровождаемое аномальными деформациями земной коры и повреждениями обсадных колонн в 292 скважинах, из которых более 100 были ликвидированы. Ущерб оценивается в 10 млн долларов.

- Нефтяное месторождение Экофиск (Северное море). Опускание поверхности морского дна происходило равномерно со скоростью 0,4–0,7 м/год, максимальное оседание к концу 1985 г составило около 3 метров. Это привело к значительному материальному ущербу, т.к. возникла необходимость наращивания высоты морской платформы.

- Месторождение нефти и газа в районе г. Хьюстона. Просело около 12 тыс. кв. км земной поверхности на величину до 2 метров.

- Шебелинское газовое месторождение (Украина). Опускание составило около 40 см, и опускание увеличивается с продолжением добычи газа. Опускание вызвало оползневые процессы, разрыв газопроводных труб на промысле, смятию эксплуатационных колонн. Отмечена связь между величинами оседания земной поверхности, объемами добычи газа и падением пластового давления.

Также, в США, неучет геодинамических процессов повлек к смещению стенок размытой каверны, представлен на рис. 2.

Живым примером на территории РФ на текущее время может служить



*Рис. 1. Нефтяное месторождение «Уилмингтон»*



*Рис. 2. США. Смещение стенок размытой каверны*

авария, произошедшая в г. Березники Пермского края в 2006–2007 г (рис. 3), где произошел техногенно — карстовый провал, на территории ОАО «Уралкалий», в районе фабрики техсоли. Размеры воронки составили 50 на 70 м при глубине около 15 м с последующим увеличением воронки до 146 на 50 м.

А на подземных хранилищах газа, по причине многократного, циклического изменения пластового давления и флюидодинамических параметров





Рис. 3. Техногенно-карстовый провал. ОАО «Уралкалий», г. Березники

геологической среды техногенное воздействие достигает максимума. Циклическое изменение пластового давления в процессе эксплуатации ПХГ ведет к изменению напряженного состояния и последующей деформации геологической среды.

Масштабы этих деформаций и вызываемые ими последствия могут быть различны: от нарушений естественного состояния призабойной зоны скважины до существенных и катастрофических разрушений инженерных и гражданских сооружений.

Рассмотреть влияние геодинамических процессов эксплуатации ПХГ можно на примере Северо-Ставропольском ПХГ, на территории горного отвода которого имеется опыт проведения деформационных наблюдений.

В пределах Северо-Ставропольского месторождения и ПХГ проводились 6 циклов повторного нивелирования с целью наблюдения за вертикальными движениями земной поверхности. С 1975 по 1980 гг. на Северо-Ставропольской площади было проведено 2 цикла наблюдений, результаты которого показали наличие устойчивого прогибания дневной поверхности с максимальной просадкой до 16 см сводовой части Северо-Ставропольской складки. Максимальная скорость просадки оценивалась в 26 мм/год.

После проведения следующих циклов наблюдений с 1985 г по 2006 г было установлено, что на большей части Северо-Ставропольского участка, соответствующего зоне основного активного объема ПХГ, доминировали проседания земной поверхности, скорость которых, в целом, снизилась до 2–3 мм/год, максимумом — 5 мм/год.

Проведенные расчеты абсолютных значений просадки земной поверхности над месторождением и ПХГ с начала разработки до 2006 г. (к 1956–1980 гг. расчетным были добавлены результаты циклов наблюдений) показы-



вают, что максимальная накопленная просадка оценивается в 80 см. Средняя скорость просадки с начала эксплуатации объекта в сравнении с оценкой на 1975 г существенно снизилась: с 26 мм/год до 5 мм/год. Критериальные показатели просадки не превышают допустимых норм.

Таким образом, результаты наблюдений и расчетные данные свидетельствуют о наличии на территории Северо-Ставропольского ПХГ достаточно устойчивого прогибания, интенсивность которого постепенно снижается.

Тем не менее, имеются ряд прямых и косвенных данных об определенной геодинамической опасности объекта, таких как:

1. Повышенная сейсмическая активность района с частой повторяемостью слабых землетрясений (около 15 за последние 200 лет), которая может привести к индуцированным землетрясениям интенсивностью до 3–3,5 баллов по шкале Рихтера, вызванные разрядкой тектонических напряжений при циклической эксплуатацией резервуара ПХГ.

Факты индуцирования землетрясений процессами разработки месторождений УВ известны как в России, так и за рубежом. Причем, перераспределение (разгрузка) тектонических напряжений на объектах эксплуатации может происходить как вследствие падения пластового давления, так и при нагнетании флюида в пласт. Поэтому, по причине циклических флуктуаций полей тектонических напряжений, как бы «раскачивающих» квазистационарную систему природного резервуара, ПХГ являются «идеальными» территориями для проявления техногенной сейсмической активности.

2. Деформация горных пород, негативное влияние которой привела к нарушению герметичности колонн (разрушение цементного камня), и что, вследствие, может привести к формированию техногенных залежей, грифонообразованию, а также к смятию колонн.

В выработанной залежи в чокракских отложениях на Северо-Ставропольском ПХГ начальное пластовое давление составляло 0,03 МПа. За 20 циклов работы ПХГ пластовое давление в ней увеличилось почти в 20 раз относительно начального, т.е. есть все основания говорить о формировании новой, техногенной залежи. В 2000 г. на Пелагиадинском участке был выявлен газовый грифон, проявляющий из отложений среднего сармата. В формировании этих серьезных негативных последствий эксплуатации ПХГ деформации массива горных пород могли играть как прямую (трещинообразование), так и косвенную (нарушение герметичности колонн) роль.

3. Изменения коллекторских свойств пород резервуара в процессе циклической работы ПХГ, намечены зоны аномальных значений пористости и проницаемости, образование песчаных пробок и вынос породы из скважин (как в период эксплуатации месторождения, так и ПХГ), что говорит о возможном достаточно существенном изменении напряженно-деформированного состояния массива горных пород, что вполне может инициировать аномальные просадки горных пород, трещино- и разломообразование, а также повышении сейсмической активности территории.

4. И наконец, само геологическое строение резервуара хранилища по литологическим, структурным, петрофизическим и другим условиям позволяет отнести его к объектам повышенного геодинамического риска.



К числу природных факторов, определяющих геодинамическую опасность ПХГ здесь следует отнести: существенную вертикальную и латеральную литологическую и физико-механическую неоднородность массива горных пород, что увеличивает предрасположенность резервуара, к сильной сжимаемости; наличие слабосцементированных песков и песчаников, переслаивающихся с глинами, пористость которых достигает 30% и более; имеющиеся факты выноса значительного количества породы; относительно небольшую глубину залегания резервуара; значительную суммарную мощность продуктивных залежений; газовый режим работы основного (хадумского) резервуара хранения; многократное, циклическое и интенсивное изменение пластового давления и газо- и водонасыщенности коллекторов.

Таким образом, в пределах Северо-Ставропольского ПХГ существует вероятность следующих опасных техногенно-индуцированных геодинамических событий: аномальных деформаций некоторых участков земной поверхности, сейсмических событий, третино- и разломообразования, изменения инженерно-геологических условий. Поэтому, учитывая вышесказанное, очевидной представляется не только необходимость возобновления наблюдений за деформациями дневной поверхности, но и создание системы геодинамического контроля на всей территории Северо-Ставропольского ПХГ.

И подводя итоги, хочется отметить, что, четкая обоснованность необходимости проведения комплексного геодинамического мониторинга, созданные юридические рамки проведения работ по обеспечению безопасности эксплуатации объектов нефтегазового комплекса и научно-теоретическая база геодинамических исследований позволяют достаточно уверенно рассматривать геодинамический мониторинг в комплексе с проводимыми наблюдениями и исследованиями на ПХГ и рекомендовать его для внедрения на объектах хранения газа ОАО «Газпром» как эффективный способ контроля безопасности эксплуатации объектов газохранилищ.

## **Повышение стабильности работы блоков управления образованием тумана установок WSA**

*Н. В. Родыгин*

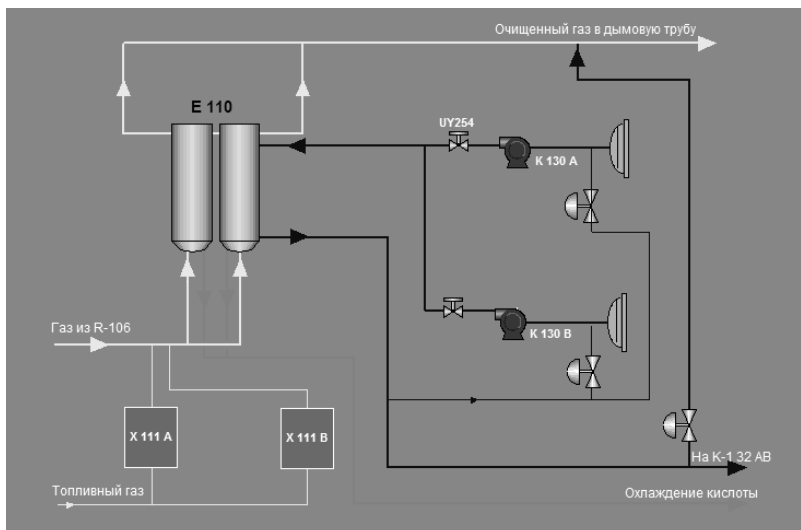
*Рязанская нефтеперерабатывающая компания*

**1. Общее описание установки производства и восстановления серной кислоты (WSA).** Установка производства и восстановления серной кислоты цеха № 2 предназначена для утилизации сероводородсодержащего газа из заводской линии, для регенерации отработанной серной кислоты с установки УСКА с получением товарной серной кислоты методом мокрого катализа. Данный метод сводится к каталитическому окислению сероводорода кислородом воздуха с последующей конденсацией полученных продуктов. Для оптимизации процесса конденсации и снижения выбросов кислоты в атмосферу служат блоки управления образованием тумана.



**2. Текущее состояние блоков управления образованием тумана.** Блоки управления образованием тумана кислоты (X-111-A, B и X-222-A, B) состоят из горелки зародышеобразования и узла испарения силиконового масла. Масло испаряется при барботировании через его слой воздуха КИП. Испаренное масло смешивается с воздухом горения и топливным газом. Смесь сжигается в горелке зародышеобразования с образованием мелких частиц оксида кремния  $\text{SiO}_2$ , являющимися центрами конденсации, вокруг которых капельки кислоты могут расти до размера, позволяющего отделение в конденсаторе WSA. Топливный газ для этих целей используется из заводской линии топливного газа, пройдя перед этим сепарирование и нагрев.

Схема включения блоков в работу на примере WSA-1:



**3. Возникающие при этом проблемы.** Непостоянство состава топливного газа из заводской линии. Наличие в газе паров воды, паров жидких углеводородов со следами их конденсации, изменяющаяся калорийность газа приводят к перебоям в работе блоков управления образованием тумана. Нестабильная работа блоков способствует снижению их эффективности. Содержание тумана кислоты в очищенном газе на выходе конденсаторов зачастую превышает допустимые нормы, ухудшая тем самым экологические параметры производства в целом.

**4. Цели проекта.** Целями проекта являются:

- улучшение экологических параметров производства;
- повышение технологической устойчивости и надежности работы блоков.

**5. Пути достижения целей проекта.** Наиболее очевидны два пути решения данного вопроса:

- монтаж новой линии более стабильного по составу углеводородного газа с запиткой от межцеховых коммуникаций. Возможен вариант использования природного газа в качестве топливного;



- доработка уже существующих линий. Использование в качестве топливного газа на блоках управления образованием тумана пропановую фракцию установки сернокислотного алкилирования.

Наиболее дешевым и выгодным является второй путь. Такое решение проблемы особенно актуально в условиях мирового финансового кризиса. Реализация проекта не требует значительных финансовых вливаний и возможна даже в межремонтный период установок предприятия.

**6. Результаты и промежуточные выводы.** Газовая горелка спроектирована для сжиженного углеводородного газа, но может использоваться для любого газа с достаточной и стабильной теплотворностью. В связи с этим питание ее пропаном с установки сернокислотного алкилирования является наиболее приемлемым, тем более капитальные затраты на осуществление данного решения меньше затрат на проектирование и монтаж новой линии природного газа. Реализация данного проекта по выбранному варианту позволяет полностью достичь поставленных целей, сохранить эксплуатационные затраты на прежнем уровне с наименьшими капитальными вложениями, что немаловажно в условиях мирового финансового кризиса.

**7. Экономическая оценка проекта. Анализ затрат.** Капитальные затраты на реализацию проекта составили 290 тыс. рублей. Эксплуатационные затраты остаются на прежнем уровне, без существенных изменений.

**8. Выводы.** Реализация проекта позволит:

- улучшить экологическую обстановку на предприятии;
- повысить технологическую устойчивость и надежность работы установки;
- снизить моральную и физическую нагрузку на обслуживающий персонал.

## **Применение микроконтроллерных систем управления в выпрямительно-зарядных устройствах и инверторах, схемные решения, алгоритмы, реализация**

*Д. Г. Садиков*

*ОАО «Гипрогазцентр»*

Во всех областях промышленности и общественной жизни имеются электрические потребители, которые должны быть защищены резервной системой электропитания от исчезновения напряжения в сети. В течение уже многих лет для этого применяются выпрямительные и инверторные приборы с параллельно включенными аккумуляторными батареями, образующие систему постоянного тока. Надежная работа систем постоянного тока является определяющим условием нормального функционирования технологических процессов добычи, транспорта, переработки и хранения газа, живучести производственных объектов в аварийных и нештатных ситуациях.

Стоит отметить, что быстрое развитие силовой электроники, как то появление новых полупроводниковых элементов, таких как IGBT-транзисторы,



сверхбыстрые выпрямительные FRED-диоды с мягким восстановлением запирающих свойств и др., открыло новые возможности в построении принципиально новых источников питания большой мощности для систем постоянного тока. Вследствие этого значительная часть инверторов и выпрямительно-зарядных устройств в настоящее время конструируется на основе схем импульсных преобразователей напряжения или тока. В первую очередь, это обусловлено более высоким коэффициентом полезного действия (КПД) таких устройств по сравнению с линейными источниками питания, а также более высокими удельными характеристиками: меньшей массой и физическим объемом источника при большей передаваемой мощности.

Составной частью многих источников питания является полумостовой элемент, состоящий из двух силовых транзисторов, работающих в ключевом режиме, с обвязкой из обратных диодов. Регулирование и стабилизация выходного напряжения или тока осуществляется путем модуляции входного напряжения с помощью двухпозиционного ключевого элемента (на практике обычно это либо транзистор и диод, как показано на рис. 1, либо два транзистора). Путем изменения соотношения времени замкнутого ( $t_{и}$ ) и разомкнутого ( $t_{п}$ ) состояний ключевого элемента осуществляется требуемое преобразование входных напряжения и тока.

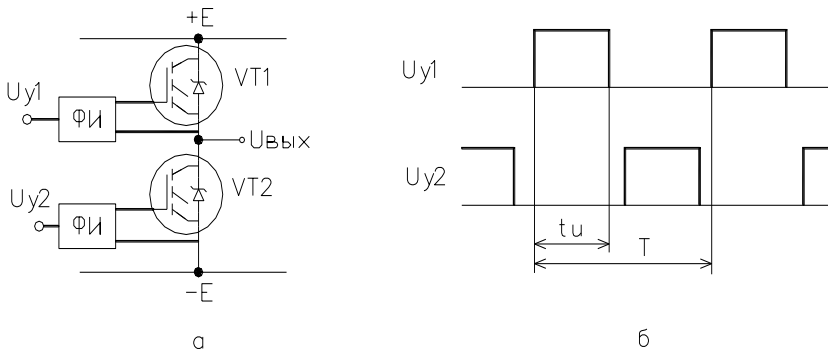


Рис. 1. Двухпозиционный ключевой элемент и диаграммы его работы

Чаще всего используется модуляция на фиксированной частоте работы ключа, известная как ШИМ — широтно-импульсная модуляция ( $T = \text{const}$ ,  $t_{и} = \text{var}$ ). Реже применяются частотная (ЧИМ) и комбинированная (ЧШИМ) виды модуляций

Управляющие импульсы на ключевые элементы формирует система управления. В современных устройствах схемы управления выполнены на базе микропроцессорного контроллера, что даёт им ряд существенных преимуществ по сравнению с традиционными схемами управления:

- используется стандартная аппаратура;
- нет дрейфа параметров, характерного для аналоговых элементов;
- повышается надёжность и отказоустойчивость;
- регулирование постоянного тока и напряжения в широком диапазоне;



- пульсации выходного тока и напряжения в установившемся режиме работы  $< 0.5\%$ ;
- контроль и автоматическое поддержание заданных значений входного и выходного напряжения;
- реализация различных видов быстродействующих защит;
- реализация всевозможных сложных алгоритмов управления, в том числе логических и адаптивных;
- гибкость, простота перестройки алгоритма управления;
- температурная компенсация параметров;
- обмен информацией с САУ цеха.

В большинстве случаев от системы управления требуется сформировать ряд синхронизированных либо по отношению друг к другу, либо к внешнему сигналу последовательностей импульсов, в которых частота, длительность импульса, паузы или взаимного фазового сдвига изменяется в функции управляющего воздействия.

В общем случае замкнутую цифровую систему можно представить следующей диаграммой:

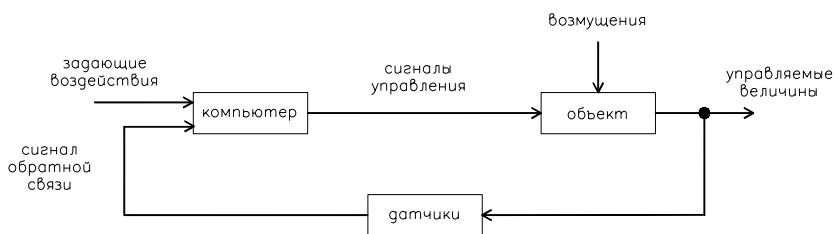


Рис. 2. Замкнутая цифровая система

а цифровой компьютер — блок-схемой, изображённой на рис. 3,



Рис. 3. Блок-схема цифрового компьютера

где аналоговый сигнал изображён сплошными линиями, а дискретный — точечными.

Микроконтроллеры широко применяются в системах управления источниками питания, причем, в зависимости от требуемой частоты работы силовых ключей, либо весь регулятор строится на основе контроллера, либо он работает в связке с аналоговым ШИМ-контроллером, выступая в качестве «медленной» коррекции в контуре обратной связи. Обобщенная структурная схема первого способа реализации цифрового регулятора показана



на рис. 4. В зависимости от способа организации обратной связи (по отклонению, по возмущению или комбинированный способ) в системе присутствует ряд датчиков (РА, РV, РТ и др.), нормированный сигнал с которых поступает на входы аналого-цифрового преобразователя (АЦП) управляющего микроконтроллера. С другой стороны, задающее воздействие ( $U_{оп}$ ) поступает в микроконтроллер от внешнего задатчика, либо через один из входов АЦП, либо через один из интерфейсов (UART, CAN, SPI и пр.), в случае дистанционного управления. Далее на основе сигналов обратной связи и управляющего воздействия вычисляется отклонение или ошибка выходной величины. После цифровой коррекции и с помощью модулей ШИМ на основе таймеров-счетчиков формируются выходные импульсные последовательности, которые через формирователи импульсов (ФИ) или драйверы управляют работой силовых ключей.

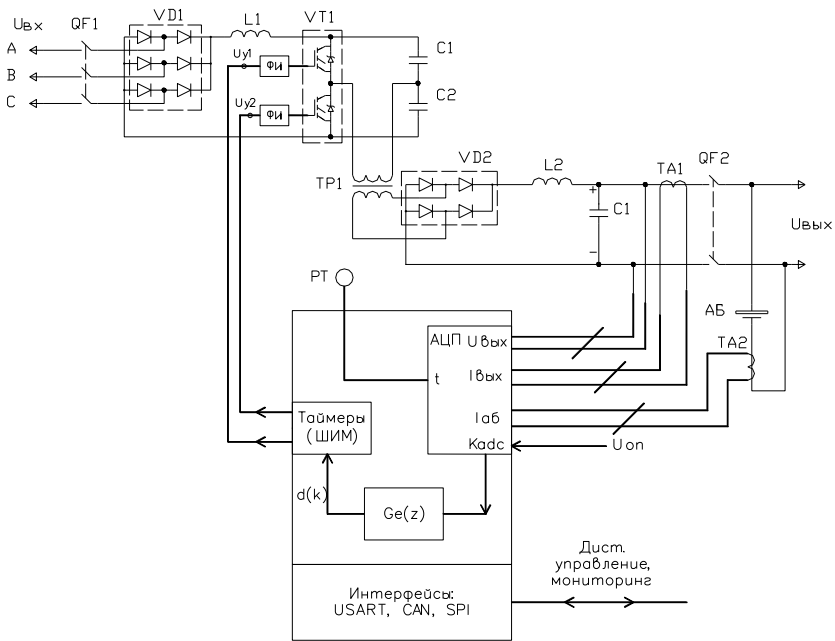


Рис. 4. Обобщенная структурная схема цифрового регулятора на основе микроконтроллера

Наличие цифровой коррекции объясняется необходимостью обеспечения заданных статических и динамических характеристик преобразователя при условии сохранения устойчивости работы преобразователя. С точки зрения реализации цифровой коррекции передаточной характеристики микроконтроллер может быть представлен в виде дискретного фильтра, который осуществляет преобразование входной последовательности чисел (или, в случае многих датчиков и переменных — ряда последовательностей) в выходную ( $k = 0, 1, 2, \dots$ ).





Если не учитывать квантование по уровню, то есть пренебречь конечностью разрядов аналого-цифрового преобразователя и ограничиться линейными операциями, то разностное уравнение (условную программу микроконтроллера) можно представить в следующем виде:

$$y(kT) = \sum a_n x [(k-n)T] - \sum b_n u [(k-n)T], \quad (1)$$

Обобщая, можно сказать, что для реализации цифрового регулятора в современных источниках питания от микроконтроллера требуются: развитая система ШИМ-модулей на основе таймеров, скоростной аналого-цифровой преобразователь и высокая скорость выполнения базовых математических операций. Всеми этими особенностями обладают современные 8, 16 и 32-разрядные микроконтроллеры. В качестве примеров можно рассмотреть семейство V850ES/Sx2 (S\_Series) от NEC, семейство LPC2000 от PHILIPS, и семейство Xmega и AT91SAM7S с ядром ARM от Atmel.

Легко видеть, что разнообразие функций, режимов и количество таймеров позволяют реализовать большинство управляющих сигналов традиционных схем источников питания, что позволяет легко и быстро реализовать достаточно сложные алгоритмы цифрового управления.

В заключение можно сказать, что 8-ми и 32-разрядные микроконтроллеры благодаря своим отличным характеристикам позволяют легко и быстро реализовать все необходимые алгоритмы цифрового управления источниками питания. Устройства, построенные на базе современных полупроводниковых элементов и микроконтроллеров, использующие высокочастотное преобразование энергии, имеют значительно меньшие массо-габаритные показатели и, как следствие, меньшую стоимость изготовления. Высокий КПД этих преобразователей позволяет снизить потребление электроэнергии, что полностью соответствует современной концепции энергосбережения. Реализация современных методов контроля и управления позволяет не только повысить надежность всей системы оперативного постоянного тока объекта, но и значительно продлить срок службы элементов этой системы, например, аккумуляторной батареи, которая является ключевым элементом всей системы и выход её из строя, а так же частые замены батареи, могут иметь самые тяжкие последствия, чреватые серьезными материальными затратами.

## **Модернизация существующих (типовых) малотоннажных установок сжижения природного газа на ГРС и АГНКС**

*А. А. Сгибнев*

*ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»*

**Сжиженный природный газ.** С экономической и экологической точки зрения природный газ был и остается на рынке наиболее привлекательным и выгодным источником энергообеспечения. Тем не менее, он обладает разной степенью доступности для различных регионов страны. Прежде всего,



данный факт связан с большой сложностью или даже невозможностью доставки природного газа конечному потребителю традиционным трубопроводным видом транспорта.

С недавнего времени альтернативным способом доставки природного газа потребителям является использование технологии, основанной на производстве сжиженного природного газа с последующей его транспортировкой на объекты потребления.

Сжиженный природный газ (СПГ) — относительно новый для России вид топлива, получаемый путем глубокого охлаждения природного газа с помощью криогенных технологий. Сжиженный природный газ по своим эксплуатационным, экономическим и экологическим свойствам выгодно отличается от других видов топлива. Во-первых, СПГ обладает всеми преимуществами природного газа. Во-вторых, концентрация энергии в единице объема СПГ почти в 600 раз больше, чем в газообразной форме. Кроме того, хранение и использование сжиженного природного газа значительно безопаснее, чем хранение компримированного природного газа или сжиженного углеводородного газа.

Развитие малотоннажного производства СПГ было начато ОАО «Газпром» в 90-х годах, что послужило созданию ряда установок сжижения на объектах газотранспортной сети ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», а именно:

- автогазонаполнительной компрессорной станции (АГНКС);
- газораспределительных станций магистральных газопроводов (ГРС).

Эти установки отличаются низкими капиталовложениями, так как в своей работе используют штатное компрессорное оборудование (на АГНКС), либо существующий перепад давлений газа (на ГРС). Кроме того, работа установок сжижения природного газа в условиях ГРС осуществляется без использования электроэнергии.

Предлагаются варианты модернизации существующих (типовых) малотоннажных установок сжижения природного газа в условиях АГНКС и ГРС с целью снижения удельных энергозатрат, повышения надежности и увеличения производительности.

**Типовая установка малотоннажного производства СПГ на АГНКС.** Существующая установка сжижения на АГНКС введена в эксплуатацию в 1997 году и работает по простому дроссельному циклу высокого давления с предварительным охлаждением холодильной машиной. Холодильная машина при номинальном режиме имеет холодопроизводительность 131 кВт, а в качестве хладагента используется фреон. Принципиальная схема установки сжижения представлена на рис. 1. Для сжатия природного газа до 20 МПа используется штатное компрессорное оборудование АГНКС. Сжатый природный газ в количестве 3600  $\text{м}^3/\text{час}$  поступает с рекуперативный теплообменный аппарат (Т1). В теплообменном аппарате за счет теплообмена с обратным потоком низкого давления компримированный природный газ охлаждается до температуры 267 К ( $-6^\circ\text{C}$ ). Далее, газ подается в теплообменник-испаритель (ТИ), где за счет теплообмена с кипящим в межтрубном пространстве фреоном охлаждается до температуры 235 К ( $-38^\circ\text{C}$ ). Охлажденный компримированный



природный газ поступает в рекуперативный теплообменный аппарат (Т2), где охлаждается до температуры 183 К (-90°С). После теплообменного аппарата (Т2) поток дросселируется на дроссельной шайбе (ДР) до давления 0,56 МПа (абс.). Образующаяся парожидкостная смесь направляется в емкость хранения СПГ (Е), в которой жидкая фаза конденсируется, а паровая образует обратный поток низкого давления и подается обратно на "всас" компрессоров, по пути пройдя через межтрубное пространство рекуперативных теплообменников, тем самым, охладив прямой поток высокого давления. Производительность данной установки составляет 1000 кг сжиженного природного газа в час. Коэффициент сжижения на дросселе — 41 %.

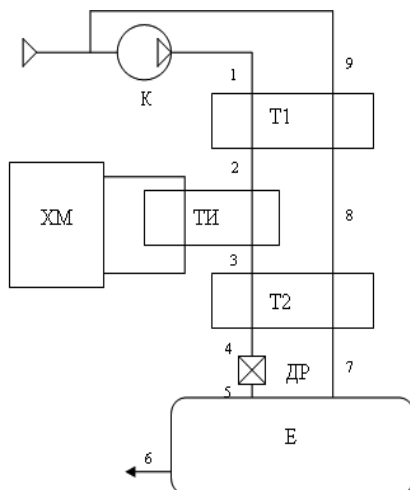


Рис. 1. Принципиальная схема типовой установки сжижения на АГНК

Таблица 1

### Основное электрооборудование установки сжижения природного газа на АГНК

Потребитель электроэнергии	Мощность, кВт
Газовые компрессоры АГНК	
Двигатель компрессора (2 шт.)	640
Масляный насос	2,2
Насос системы водяного охлаждения	8
Двигатель аппарата воздушного охлаждения (2 шт.)	7,4
Итого:	657,6
Холодильная машина К-127	
Двигатели компрессоров и масляных насосов	171
Двигатели вентиляторов воздушного конденсатора фреона	22
Итого:	193

Суммарные энергозатраты производства СПГ на типовой установке составляют 850,6 кВт.

Следовательно, при работе на расчетном режиме, удельные энергозатраты на производство 1 кг СПГ составляют 0,85 кВт/кг.

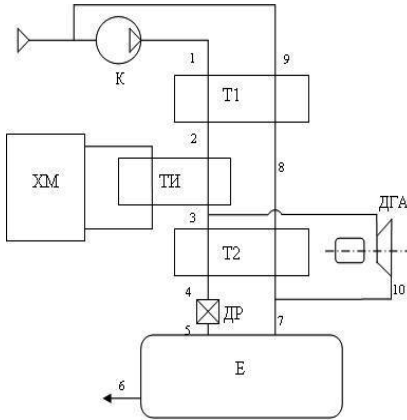


Рис. 2. Принципиальная схема модернизированной установки сжижения на АГНКС

При производстве СПГ в условиях АГНКС затраты на электроэнергию являются одной из основных составляющих себестоимости продукта и их снижение приведет к увеличению рентабельности производства.

**Предложение по модернизации установки сжижения на АГНКС.** Так как процесс дросселирования, используемый в существующей установке, является необратимым, целесообразно применение расширительной машины (детандера). От исходного варианта модернизированная установка сжижения отличается включенным параллельно детандер-генераторным агрегатом.

Параллельное включение детандер-генераторного агрегата позволит:

- повысить производительность установки сжижения;
- снизить удельные энергозатраты и себестоимость сжиженного природного газа;
- преобразовывать энергию компримированного природного газа в электроэнергию;
- повысить надежность установки сжижения.

Принципиальная схема модернизированной установки сжижения в условиях АГНКС представлена на рис. 2.

Новая установка может работать в трех режимах:

- работа на детандере;
- работа на холодильной машине;
- работа на детандере и холодильной машине.

При работе на детандере газ высокого давления ( $\sim 3600 \text{ нм}^3/\text{ч}$ ) после компрессоров поступает в трубное пространство рекуперативного теплообменного аппарата Т1. В рекуперативном теплообменном аппарате Т1 газ охлаждается до температуры 250 К ( $-23 \text{ }^\circ\text{C}$ ) за счет теплообмена с холодным обратным потоком, идущим в межтрубном пространстве. Далее газ, минуя отключенный теплообменник-испаритель ТИ, разделяется на два потока, один ( $\sim 2270 \text{ нм}^3/\text{ч}$ ) идет на расширение в детандер, а другой ( $\sim 1330 \text{ нм}^3/\text{ч}$ ) поступает в рекуперативный теплообменный аппарат Т2, где охлаждается парами обратного потока газа из системы хранения (Е). После рекуперативного теплообменного аппарата Т2 охлажденный газ высокого давления дросселируется на дроссельном вентиле ДР до давления 0,5 МПа и поступает в емкость хранения СПГ (Е), в которой жидкая фаза конденсируется, а паровая образует обратный поток низкого давления.

Производительность модернизированной установки при работе без холодильной машины составит  $\sim 815 \text{ кг СПГ}$  в час. При этом коэффициент



ожижения на дросселе — 95 %, а электрическая мощность, вырабатываемая генератором ~100 кВт.

В итоге, суммарная электрическая мощность, затрачиваемая на производство составит 557,6 кВт, а удельные энергозатраты — 0,68 кВт/кг.

Основные показатели работы модернизированной установки сжижения представлены в табл. 2.

Таблица 2

**«Основные показатели работы модернизированной установки сжижения»**

Характеристика	Единица измерения	Режим работы	
		На хол. машине	На детандере
Производительность по СПГ	кг/ч	1000	815
Коэффициент ожижения на дросселе	%	41	95
Энергопотребление	кВт	850,6	557,6
Удельные энергозатраты	кВт/кг	0,85	0,68

Режим работы на детандере предпочтителен как основной, так как позволяет при хорошей производительности получать СПГ по более низкой себестоимости. Режим работы на холодильной машине предназначен для получения максимальной производительности, а совместная работа детандера и холодильной машины может осуществляться при высоких температурах окружающей среды и недостаточном охлаждении газа после компрессоров.

Удельные энергозатраты модернизированной установки сжижения сопоставимы с энергозатратами крупнотоннажных систем стопроцентного сжижения природного газа (~0.63 кВт/кг), следовательно, цикл может быть применен и для больших расходов и производительностей. В отличие от систем стопроцентного сжижения с азотным циклом, предлагаемая установка значительно дешевле, не требует системы получения и хранения азота, занимает меньше места и проще в эксплуатации.

**Модернизация установки сжижения на ГРС.** Как известно, одним из наиболее простых и широко используемых способов сжижения газа в практике производства криогенных жидкостей является рекуперативный дроссельный цикл.

В процессе его реализации исходный сжатый газ очищается от примесей, охлаждается в рекуперативных теплообменниках, дросселируется, образующаяся парожидкостная смесь разделяется, пары отводятся в рекуперативные теплообменники для утилизации холода (охлаждения прямого потока газа высокого давления) и далее направляются в потребительскую газовую сеть низкого давления, а жидкость поступает в систему хранения СПГ.

Основными недостатками применения описанного способа для сжижения природного газа в условиях ГРС являются невысокая эффективность (доля жидкости при условиях практической реализации способа составляет 3...7 %) а также повышенное содержание в сжиженном газе высококипящих примесных компонентов.



Действующая установка сжижения в условиях ГРС основана на дроссельном рекуперативном способе сжижения природного газа, но с увеличенным КПД за счет вспомогательного контура охлаждения, использующего в качестве источника дополнительной холодопроизводительности основную делящую вихревую трубу (6). Способ включает охлаждение и очистку потока газа высокого давления газа от примесей методом вымораживания в теплообменниках (2), один из которых работает, в то время как другой подвергается отогреву горячим потоком вспомогательной делящей вихревой трубы (5), дроселирование охлажденного газа, разделение образующейся газожидкостной смеси, вывод жидкой фазы и подачу несконденсировавшегося холодного газа в межтрубное пространство рекуперативных теплообменников (2) для захлаживания прямого потока газа высокого давления.

Также данный способ позволяет повысить качество производимого сжиженного природного газа, обеспечивает непрерывность производства.

Однако и он обладает рядом недостатков, снижающих эффективность процесса сжижения, а именно, холодные потоки основной и вспомогательной вихревых труб смешиваются и подаются в теплообменник для охлаждения газа высокого давления. При этом основная вихревая труба настроена на получение низких температур «холодного» потока, а вспомогательная вихревая труба — на получение высоких температур «горячего» потока. Вследствие этого температура «холодного» потока вспомогательной вихревой трубы будет всегда выше соответствующего потока основной вихревой трубы, причем эта разница может достигать 20...25 °С.

При смешении данных газовых потоков основной и вспомогательной вихревых труб температура смеси, которая и поступает на охлаждение, будет иметь некоторое среднее значение. Оно будет определяться как значениями температур потоков, так и их расходов, но в любом случае температура смеси будет выше температуры холодного потока основной вихревой трубы, что снижает эффективность охлаждения потока газа высокого давления и, соответственно, эффективность процесса сжижения в целом.

Также необходимо отметить, что чем ниже температура газа перед дроселированием, тем ближе данный процесс будет к изохальпийному расширению, т.е. увеличивается доля образующейся жидкой фазы и, соответственно, возрастает производительность установки по сжиженному природному газу.

Таким образом, температура охлаждающего потока играет решающую роль в процессе сжижения природного газа по дроссельному циклу. При этом, чем она ниже, тем выше эффективность процесса сжижения.

Для повышения эффективности процесса сжижения предлагается подвергнуть камеру энергетического разделения основной вихревой трубы (6) дополнительному охлаждению хладагентом, претерпевающим фазовые превращения: кипение при отборе тепла от вихревой трубы и конденсацию при отдаче тепла внешнему теплоносителю, а в качестве теплоносителя, которому отдается тепло при конденсации хладагента, использовать холодный поток вспомогательной вихревой трубы (5).

Принципиальная схема реализации предлагаемого способа приведена на рис. 3.





ративного теплообменника 3, где нагревается, охлаждая газ высокого давления, и далее выводится из установки.

В ходе работы установки на теплообменных поверхностях теплообменников — вымораживателей 2 происходит постепенное накопление кристаллизирующихся примесей, блокирующих течение газа в трубках, что приводит к увеличению гидравлического сопротивления по линии высокого давления. В этом случае производится переключение на отогретый теплообменник 2, который вводится в работу, а «забившийся» примесями теплообменник подключается к линии отогрева. В процессе отогрева газ после отогреваемого теплообменника отводится в выходную магистраль газораспределительной станции 1.

Таким образом, в ходе проведенных расчетов с использованием данных по компонентному составу природного газа и технологическим параметрам ряда газораспределительных станций Северо-Запада РФ, выявлено, что предлагаемое техническое решение позволяет повысить эффективность процесса сжижения, что приводит к увеличению коэффициента сжижения цикла на 26 % и, соответственно, к такому же росту производительности по готовому продукту — СПГ.

### **Заключение**

Малотоннажные установки, не конкурируя с масштабными заводами по производству СПГ на экспорт, могут оказаться вполне рентабельными и приносить реальную прибыль своим владельцам в районах, не обеспеченных по тем или иным причинам системой трубопроводной газификации.

Строительство на площадках ГРС и АГНКС мини заводов по производству СПГ, а также организация на их базе многоцелевых автогазонаполнительных станций позволило бы создать инфраструктуру, гибко и оперативно реагирующую на изменение структуры потребления природного газа и позволяющую максимально полно довести ресурсы природного газа, которыми располагает Россия, до потребителей.

## **Реконструкция установки ГФУ с целью выделения изопентановой фракции**

***В. А. Семенов***

*Научный руководитель: А. С. Белов*

*ОАО «НК «Роснефть» — ОАО «Сызранский НПЗ»*

Газовая фракционирующая установка (ГФУ) предназначена для получения легких углеводородов или углеводородных фракций высокой чистоты из нефтезаводских газов. Предельные газы перерабатываются на I, II секциях установки, непредельные — на III секции. Технологической схемой установки предусмотрено получение бутан-бутиленовой, бутановой, изобутановой, пропан-бутановой фракций, а также сухого газа и газового бензина.

В настоящий момент внутризаводская потребность в изобутановой и бу-





тановой фракциях отсутствует (изобутановая и бутан-бутиленовая фракция ранее использовались как сырье установки сернокислотного алкилирования). Коммерческий спрос на данные фракции на рынке ограничен: основными потребителями данной продукции являются предприятия нефтехимического синтеза, количество которых по сравнению с 80–90-ми годами XX века резко сократилось, а также нефтеперерабатывающие заводы, в составе которых имеются установки алкилирования; их число тоже невелико (из трех нефтеперерабатывающих заводов Самарской площадки только на Куйбышевском НПЗ имеется установка сернокислотного алкилирования). В связи с этим данные фракции при компаундировании смешиваются для получения товарного продукта — ШФЛУ (широкой фракции легких углеводородов).

Таким образом, оборудование установки используется неэффективно. Существует необходимость в оптимизации работы установки с целью повышения эффективности использования оборудования и ресурсов.

Для решения этой проблемы предлагается проект реконструкции установки ГФУ с целью выделения изопентановой фракции.

В данной работе рассмотрена необходимость и возможность выделения изопентановой фракции на установке ГФУ в ОАО «СНПЗ» и использование ее в качестве компонента автомобильных бензинов.

### Анализ работы установки

Сырьем I и II секций установки являются рефлюксы установок каталитического риформинга, установки ЭЛОУ-АВТ-5,6, а также бензин-отгон риформинга. При фракционировании на установке ГФУ получают сухой газ, пропан-бутановую фракцию, а также фракции изобутана и нормального бутана, газовый бензин. Пропановую фракцию используют в качестве товарного компонента сжиженных газов СПБТ. Смешением фракций изобутана и нормального бутана получают ШФЛУ. Газовый бензин используется как компонент прямогонного автобензина.

Анализ работы установки, проведенный в 2008 г., показал, что выпускаемая на установке продукция полностью соответствует стандартам: ТУ, ГОСТ.

Однако следует отметить, что за исследуемый период мощности установки задействованы не в полном объеме: во втором полугодии 2008 года установка работала на пониженной производительности — это связано с понижением спроса на продукцию установки ГФУ. По этой причине уменьшено количество рефлюкса ЭЛОУ-АВТ-6, вовлекаемого в сырье установки.

Для поддержания работоспособности технологических мощностей, в частности колонн I-K-2, I-K-4, на установке производилось разделение бутановой фракции на изобутан и нормальный бутан. Технологическое оборудование, задействованное в разделении бутановой фракции, работало при пониженных нагрузках.

Таким образом, в ходе проведения анализа работы установки выявлена необходимость в изменении работы установки, а именно:

1. Перераспределение загрузки мощностей установки с целью эффективного использования технологического оборудования и ресурсов.
2. Уменьшение выработки ШФЛУ (в том числе фракций изобутана и н-бутана).



## Обоснование проекта

Для решения проблемы на установке ГФУ, одновременно и для реализации планов предприятия по выпуску автомобильных бензинов, соответствующих требованиям стандартов Евро 3, 4, предлагается изменение технологической схемы установки с целью выделения изопентановой фракции.

На основании данных о составе сырья и материального баланса приходим к выводу, что в составе сырья количество изопентановой фракции составляет 29742 т/год (18,15% мас.). Данное количество достаточно, чтобы обеспечить получение продукта при ректификации (при меньших количествах получение изопентановой фракции путем ректификации было бы практически невозможно).

В условиях ужесточения требований к автомобильным бензинам изопентановая фракция как компонент товарного продукта является ценным продуктом. Октановое число изопентана составляет 92,3 ИМ и 90,2 ММ. Низкая температура кипения (температура кипения изопентана — 28 оС) и малая плотность (620 кг/м<sup>3</sup>) ограничивают применение изопентановой фракции как основного компонента бензинов, однако в качестве добавки (до 15%) находит широкое промышленное применение.

Содержание общей серы в сырье — 0,014% мас. (140 ppm), в СПБТ — 0,007% мас. (70 ppm), в ШФЛУ — 0,02% мас. (200 ppm). Планируем, что в изопентановой фракции содержание серы будет на уровне 0,02% мас. (200 ppm).

Ценность представляет только чистый изопентан (с содержанием примесей до 5–10% мас.). Примеси, такие как н-пентан и бутаны, нежелательны по следующим причинам:

- низкое октановое число н-пентана (62 ИМ);
- высокое давление насыщенных паров, низкая плотность и низкая температура начала кипения бутанов.

Изопентановую фракцию с содержанием изопентана 88–97% мас. из смеси углеводородов состава C<sub>5</sub>+ с содержанием суммы бутанов 0,5–3,0% мас. получают фракционированием при давлении 0,3–0,6 МПа, числе контактных устройств (теоретических тарелок) 50–60 штук, флегмовом числе от 6 до 10. Только соблюдение таких параметров работы колонны обеспечивает должную чистоту изопентановой фракции.

Требования к процессу дебутанизации менее жесткие: достаточно 20–30 теоретических тарелок в ректификационной колонне. Требуемая четкость разделения обеспечивается при давлении 0,6–0,8 МПа и флегмовом числе 2–3.

Данные параметры будут учитываться при проведении поверочного расчета аппаратов.

Таким образом, изопентановая фракция является ценным высокооктановым компонентом автомобильных бензинов, и извлечение ее необходимо.

## Описание технологической схемы

Суть реконструкции установки заключается в изменении технологических потоков, соединяющих потоки:



- линию бутан-пентановой фракции после теплообменника I-T-1 с линией бутановой фракции, поступающей на загрузку колонны I-K-2;
- линию фракции н-бутана с линией бутан-пентановой фракции, поступающей на загрузку колонны II-K-2, при этом в линию включаем насос Н-7;
- линию ШФЛУ в парк с линией н-бутана на 35/11–600.

По измененной схеме режим работы пропановой колонны I-K-1 не меняется. Однако бутан-пентановая фракция после охлаждения в теплообменнике I-T-1 поступает через теплообменник I-T-6 на загрузку колонны I-K-2. В новой схеме колонны I-K-2 и II-K-4 работают как дебутанизатор. С верха колонны I-K-4 по линии изобутана получаем бутановую фракцию, которую выводим на очистку от сернистых соединений по схеме н-бутана. Бутановая фракция будет использоваться как компонент товарного продукта ШФЛУ.

С низа колонны I-K-2 пентановая фракция после теплообменника I-T-6 поступает на прием насоса Н-7, далее на загрузку колонны II-K-2. Колонны II-K-2, II-K-1 работают как деизопентанизатор. С верха колонны II-K-1 по линии бутановой фракции получаем фракцию изопентана и выводим на очистку от сернистых соединений по схеме изобутана. С низа колонны II-K-2 получаем газовый бензин.

Для реализации проекта реконструкции необходимо произвести монтаж технологических трубопроводов и запорной арматуры. По предварительной оценке для этого требуется трубы  $\varnothing 80\text{--}20$  м, запорной арматуры (30 с41 иж) в количестве 8 шт.

Данная схема позволяет на установке ГФУ дополнительно к основной продукции получать фракцию изопентана. При минимальной корректировке технологической схемы, а следовательно с наименьшими затратами, мы имеем возможность осуществлять газодифракционное разделение с получением ценного продукта.

### Технологический расчет

Проведен поверочный расчет технологического оборудования установки ГФУ при работе по технологической схеме с получением изопентановой фракции.

В колоннах I-K-2 и I-K-4 соответственно 39 и 69 желобчатых тарелок (всего 108). В концентрационной части дебутанизатора — 83 тарелки, в отгонной — 25 тарелок.

В колоннах II-K-1 и II-K-2 по 39 желобчатых тарелок (всего 78). В концентрационной части деизопентанизатора — 53 тарелки, в отгонной — 25 тарелок.

Учитывая, что к.п.д. желобчатых тарелок составляет 55–65% в рабочем диапазоне, приходим к выводу, что 108 желобчатых тарелок эквивалентно 60–70 теоретическим тарелкам, 78 тарелок соответствует 43–51 теоретическим тарелкам. Данное количество достаточно для обеспечения необходимой чистоты ректификации при извлечении бутановой и изопентановой фракций.

Давление на входе в колонну I-K-2 и внизу колонны I-K-4 принимаем равным 0,65 МПа. Флегмовое число принимаем равным 3. Давление на входе в колонну II-K-2 и внизу колонны II-K-1 принимаем равным 0,55 МПа. Флегмовое число принимаем равным 8.



На основании расчетов (составлены материальный и тепловой балансы колонн, рассчитан температурный режим, рассчитаны нагрузки в сечениях колонн) делаем вывод: условие работоспособности в колоннах выполняется. Замена аппаратов не требуется.

Поверочный расчет водяных конденсаторов-холодильников I-T-5, I-T-5 а, I-T-14, II-T-5 и II-T-5 а и ребойлеров I-T-3 и II-T-3 показал, что все теплообменные аппараты будет обеспечивать необходимый теплообмен.

### Экономическая часть

В данном разделе проведен расчет и представлено экономическое обоснование реализации проекта по реконструкции установки ГФУ с целью получения изопентановой фракции.

Материальный баланс установки до и после реконструкции представлен в табл. 1.

Таблица 1

### Материальный баланс I и II секции установки ГФУ до и после реконструкции

Статьи баланса	До реконструкции		После реконструкции		Изменение, т/год
	% мас.	т/год	% мас.	т/год	
<b>Приход:</b>					
Сырье	100,00	163867	100,00	163867	–
Итого	100,00	163867	100,00	163867	–
<b>Расход:</b>					
Сухой газ	3,55	5821	3,55	5821	–
СПБТ	18,47	30270	18,47	30270	–
ШФЛУ	57,68	94505	39,41	64565	-29940
Газовый бензин	18,85	30895	18,84	30880	-15
Изопентановая фракция	–	–	18,28	29955	+29955
Потери	1,45	2376	1,45	2376	–
Итого	100,00	163867	100,00	163867	–

Предлагается использование изопентановой фракции в качестве компонента бензина Регуляр-92: проведен расчет процесса компаундирования автомобильного бензина Регуляр-92 по ГОСТ 51105–97. Октановое число изопентановой фракции по результатам расчета составляет 90,8 и 88,8 пунктов соответственно по исследовательскому и моторному методам. При добавлении изопентановой фракции к стабильному катализату и легкому бензину установок каталитического крекинга получаем товарный продукт, соответствующий требованиям ГОСТ 51105–97.



Таким образом, изопентановая фракция может использоваться как компонент товарного бензина марки Регуляр-92. Данная фракция также может использоваться и в качестве компонента бензинов марок Премиум-95 и Супер-98.

Для расчета экономической эффективности принимаем следующие цены на продукцию установки: цена ШФЛУ — 5 905 руб./т; прямогонного бензина — 10 530 руб./т. (газовый бензин является его компонентом); бензина Регуляр-92 — 18 742 руб./т.

По предварительной оценке для реализации данного проекта затраты на материалы составляют ~ 40 000 руб. При этом монтажные работы могут быть выполнены силами и средствами цеха № 8 ОАО «СНПЗ». Стоимость проектно-изыскательских работ (ПИР) оценивается в 9 500 тыс. руб. Таким образом, капитальные вложения (КВ) составляют 9 540 000 руб.

При работе по технологической схеме с выделением изопентановой фракции, увеличится потребление пара (для подогрева низа колонн I-K-2 и II-K-2). Принимаем, что потребление пара на установке увеличится на 10%. Расходы на пар возрастут на 576 тыс. руб. в месяц.

Проведен расчет основных экономических показателей, результаты расчета представлены в таблице 2.

Таблица 2

#### Основные экономические показатели

Капитальные вложения (КВ), млн руб.	9,54
Чистый приведенный доход (NPV), млн руб.	186
Период окупаемости	< 1 мес.
Рентабельность (IRR)	> 100 %
Индекс прибыльности, руб./руб.	20

Таким образом, проведение реконструкции установки ГФУ с целью выделения изопентановой фракции в ОАО «СНПЗ» экономически оправдано.

#### Заключение

В ходе работы над данным проектом пришли к следующим выводам о возможности реализации проекта реконструкции по выделению изопентановой фракции на установке ГФУ в ОАО «СНПЗ»:

Реализация проекта технически возможна;

1. Позволяет получить высокооктановый компонент автомобильных бензинов за счет снижения выработки малорентабельных продуктов — ШФЛУ и прямогонного бензина;
2. При компаундировании с целью получения бензинов по стандартам Евро 3,4 за счет добавления изопентановой фракции понизить содержание ароматических углеводородов (в том числе бензола) в товарном продукте;
3. Дополнительно получить прибыль от реализации проекта в размере 186 199 тыс. руб. за 2009 г.
4. Равномерно распределить загрузку мощностей и оптимизировать работу установки.



## Утилизация нефтяного газа с применением процесса каталитического окисления

П. И. Сивицкий, Ф. В. Гуль  
ОАО «Томскнефть» ВНК

Утилизация попутно добываемого газа является одной из самых острых проблем нефтегазодобывающей промышленности. Проблема носит как экологический, так и экономический характер. Предлагаются пути решения от самых, на первый взгляд, простых — сжигание на факелах, до высокотехнологичных — химическая переработка.

Основные методы утилизации попутного газа являются экономически малоэффективными или нецелесообразными, что зачастую связано с удаленностью нефтяных и газовых месторождений от крупных промышленных центров.

### Предлагаемая технология утилизации нефтяного газа

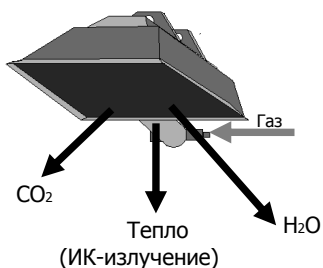


Рис. 1. Схема процесса каталитического окисления газа на газовой горелке

В качестве решения данной проблемы предложена технология утилизации попутного газа с применением процесса беспламенного каталитического окисления непосредственно на местах добычи и подготовки нефти (рис. 1).

Катализатор представляет собой соединение оксидов металлов. Окисление газа происходит на поверхности катализатора с выделением тепла. В зависимости от поставленных задач может быть нанесен на поверхность гранул, металлическую сетку, либо другую поверхность. Стоимость отечественного катализатора значительно

ниже стоимости зарубежных аналогов.

- Основными направлениями использования предлагаемой технологии являются:
- Обогрев жилых и части технических помещений.
- Инфракрасный обогрев узлов и агрегатов для целей поддержания в рабочем состоянии или для проведения ремонтно-профилактических работ.
- Подогрев нефти для обеспечения технологии.
- беспламенное сжигание газов взамен факельного устройства.

Исходя из отсутствия опыта использования оборудования на основе технологии каталитического окисления в нефтегазодобывающей промышленности предлагается создание опытно-промышленной установки путевого подогрева нефти на (установки предварительного сброса воды) УПСВ № 5 Оленьего н. м. р. для изучения особенностей работы данной технологии с использованием попутного нефтяного газа (рис. 2).

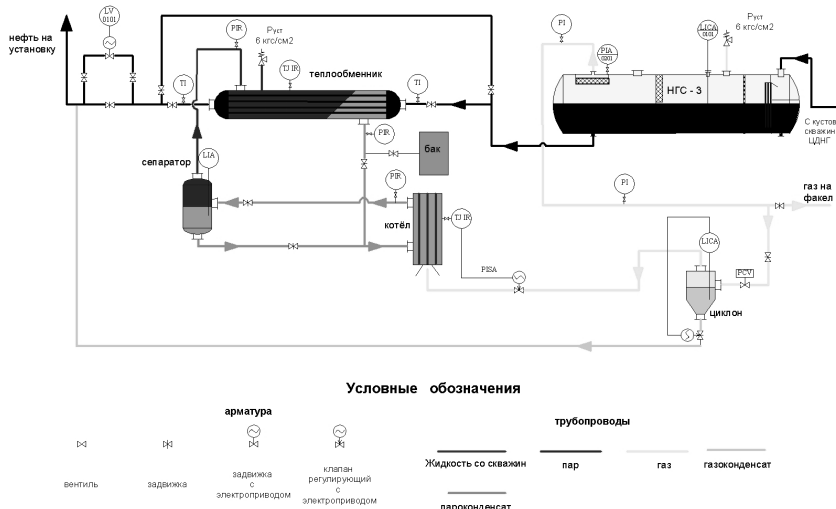


Рис. 2. Технологическая схема установки путевого подогрева нефти

Газ высокого давления поступает в циклон ЦН-24, где происходит отделение конденсата от газовой фазы. Конденсат отводится через дренажную емкость на вход отстойника ОГ-200. Осушенный газ подается на вход парового котла, в котором происходит его окисление на поверхности катализатора с выделением ИК — излучения и двухатомных газов  $H_2O$  и  $CO_2$ . В качестве теплоносителя используется подготовленная вода, которая подается из питающего бака. В процессе работы котла вода нагревается до температуры  $150^{\circ}$ , после чего подается в сепаратор. В сепараторе за счет увеличения площади поперечного сечения аппарата и уменьшения давления происходит образование пара и инерционное отделение капель жидкости. Далее пар поступает в теплообменник, где его тепловая энергия передается к водонефтяной эмульсии. В процессе работы установки эмульсия нагревается от  $5^{\circ}$  до  $45^{\circ}C$ . Пар, в свою очередь, конденсируется, в результате чего давление в теплообменнике падает до 0.1 МПа. Изменение давления является движущей силой процесса циркуляции воды.

### Экономическая эффективность

Экологичная утилизация газа в объеме 2190 тыс. куб. м/год. Экономия на платежах за выбросы вредных веществ в атмосферу от сжигания газа на факеле составит 396 тыс. руб. в год

Экономия деэмульгатора СНПХ 4810 А на УПСВ составит 24 г/т.

Расход деэмульгатора до внедрения мероприятия — 39 г/т.

Расход деэмульгатора после внедрения — 15 г/т.

Эффективность:  $39 - 15 = 24 \text{ г/т} \cdot 1500 \text{ куб./сут.} \cdot 0,89 \text{ кг/куб.м} \cdot 365 \text{ дней} \times 60 \text{ т.р./т} = 702 \text{ т.р. в год.}$



Экономия электроэнергии за счет уменьшения обводненности составит 4732 кВт · 2,54 руб = 12,19 т. р. в год.

Общий эффект составит 1110 тыс. руб в год.

### **Выводы**

Применение данной технологии при успешном испытании может значительно ускорить реализацию Программы Президента РФ по утилизации попутного нефтяного газа.

Недостатками технологии являются:

- отсутствие опыта применения технологии каталитического окисления газа в нефтегазодобывающей промышленности;
- отсутствие отлаженной системы производства оборудования на основе технологии каталитического окисления газа;
- необходимость предпускового подогрева катализатора.

К преимуществам технологии относится:

- возможность использования пара для технологических нужд установки;
- отказ от использования сеномана для подогрева нефти,
- уменьшение скорости коррозии оборудования;
- длительный срок эксплуатации котельного оборудования.

## **Внедрение системы непрерывного мониторинга протяженных объектов (СМПО)**

*Д. А. Сидоров*

*Самотлорское нефтегазодобывающее управление № 2  
Открытого акционерного общества «Самотлорнефтегаз»*

Выбор темы данного проекта обусловлен актуальностью проблемы разгерметизации на трубопроводах, а также утверждением Технического стандарта «Оснащение объектов Компании инженерно-техническими средствами безопасности» от 1 января 2009 г., п. 3.1.4. «Нефтепроводы с товарной нефтью, межпромысловые (напорные) нефтепроводы», согласно которого эти объекты должны быть оснащены системами обнаружения утечек углеводородного сырья из трубопроводов. Проект направлен на решение таких задач, как сокращение времени реагирования на порывы или несанкционированные воздействия на трубопроводы, а также уменьшение экологического ущерба от разлива нефти и снижение затрат на ликвидацию последствий инцидентов.

Основной целью проекта являются анализ существующих внедренных систем обнаружения утечек как отечественных, так и зарубежных производителей, и выявление системы, которая более соответствует поставленным задачам. Анализ технических характеристик систем обнаружения утечек: точность обнаружения координат инцидента, минимальный размер утечки флюида, время обнаружения утечки, работоспособность в суровых климатических условиях, — указал на явные преимущества системы мониторинга протяженных объектов (СМПО).







## **Использование беспилотных летательных аппаратов для проведения облетов трубопроводов и диагностики высоковольтных сетей**

*А. Н. Скопинцев*

*ЦТОРТиЛПА-4 ОАО «Томскнефть» ВНК*

Производственные объекты компании ОАО «Томскнефть» ВНК расположены на севере, северо-западе и юге Томской области, преимущественно на заболоченных территориях. По этим территориям проложены 4440 километров трубопроводов и 1770 км высоковольтных сетей 35–110 кВ. В данных условиях контроль за состоянием этих ЛЭП затруднен, а утечка на трубопроводе даже небольшого диаметра влечет серьезные последствия. Сбор нефтепродуктов с заболоченной территории — дорогое и трудоемкое занятие. И если внутри промысловые трубопроводы контролируются трубопроводчиками, то напорные и магистральные трубопроводы приходится контролировать при помощи вертолетных облетов. Это очень дорогой метод, поэтому невозможно ежедневно контролировать эти трубопроводы.

В данной работе показано, как можно снизить затраты при проведении облетов, оперативно обнаруживать утечки на трубопроводах и осуществлять контроль состояния ЛЭП 35–110 кВ.

### **Беспилотные летательные аппараты (БЛА)**

Беспилотные летательные аппараты — это комплекс, состоящий из мобильной станции слежения и самого летательного аппарата.

Мобильная станция слежения представляет собой небольшой транспортировочный кейс, в котором находятся:

- компьютер;
- элементы питания;
- элементы радиоуправления;
- антенна.

На летательном аппарате, в свою очередь, установлены:

- бортовой комплекс навигации и управления, который отвечает за управление аппаратом, накопление информации;
- двигатель (электро- или ДВС);
- средства видеодифференциации (видеокамера, цифровой фотоаппарат или тепловизор).

### **Возможности комплекса БЛА**

БЛА может совершать облеты как в автоматическом, так и в ручном режиме. У каждой модели свой радиус передачи данных. Пока летательный аппарат находится в зоне действия станции, информация передается в режиме реального времени, и существует возможность внесения изменения маршрута облета. Как только аппарат покинул зону действия станции, облет продол-



жается в автоматическом режиме по ранее заданным точкам GPS, собранная информация накапливается бортовым комплексом управления. В результате собранной информацией может быть: видеозапись, серия фотографий, серия снимков, смонтированных в один сплошной снимок, видеозапись в инфракрасном режиме.

Одна станция может работать одновременно с 4 летательными аппаратами, что существенно увеличивает площадь обрабатываемой территории. Существует возможность замены элементов питания летательных аппаратов, что продлевает продолжительность облетов.

Для работы с БПЛА необходимо 2 человека и автомобиль. Запуск аппарата производится либо вручную, либо при помощи катапульты. Посадка происходит на парашюте в заданной точке GPS.

Для проведения облетов БПЛА необходимо составить подробные маршруты проведения облетов, согласовать их со штабом местного округа ПВО и в управлении воздушного движения и заранее уведомить управление воздушного движения о планах проведения облетов.

### Снижение затрат при проведении облетов

Для снижения затрат при проведении облетов предлагается вместо вертолетных облетов проводить облеты беспилотными летательными аппаратами.

Условия проведения вертолетных облетов: высота 100–150 м, скорость 100–150 км/час, продолжительность от 1,5 до 6 часов. Суммарная продолжительность облетов по УЭТ за 2008 год составила 772 ч.

Учитывая, что продолжительность облетов в каждом цехе разная, для каждого цеха подобраны БПЛА с определенными характеристиками. Так, для ЦТОР-ТиЛПАЗ, 4 и для ЦЭРМГ предлагается использовать БПЛА ZALA 421–12 (рис. 1):

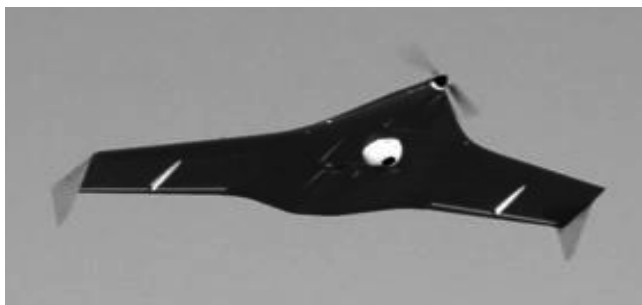


Рис. 1. БПЛА ZALA 421–12

Размах крыла: 1,3 м.;

Вес: 3,9 кг;

Модуль видеоканера, состоящий из гиростабилизированной на 120° по крену цветной ТВ камеры 550 ТВЛ, управляемой с НСУ, и ТВ камерой 550 ТВЛ курсового обзора

Инфракрасная камера



Фотоаппарат не менее 7 мпкс  
Высота полета макс: 3600 м над уровнем моря  
Дальность передачи данных: 25 км  
Максимальная продолжительность полета: 120 мин  
Диапазон скоростей полета: 60–120 км/ч  
Метод запуска: при помощи катапульты  
Метод посадки: автоматически с парашютом  
Стоимость 3,5 млнруб.

Для ЦТОРТиЛПА 1 и 2 предложено использовать БПЛА ZALA 421–16 (рис. 2.) с характеристиками:

Размах крыла: 1,6 м  
Вес: 16 кг  
Модуль видеокамер, состоящий из гиростабилизированной на 120° по крену цветной ТВ камеры 550 ТВЛ, управляемой с НСУ, и ТВ камерой 550 ТВЛ курсового обзора  
Инфракрасная камера  
Фотоаппарат не менее 7 мпкс  
Высота полета макс: 3600 м над уровнем моря  
Дальность передачи данных: 70 км  
Максимальная продолжительность полета: 300 мин  
Диапазон скоростей полета: 70–150 км/ч  
Метод запуска: при помощи катапульты  
Метод посадки: автоматически с парашютом  
Стоимость 4,5 млнруб.

Всего для нужд УЭТ потребуется 2 комплекса ZALA 421–12 и 2 421–16.

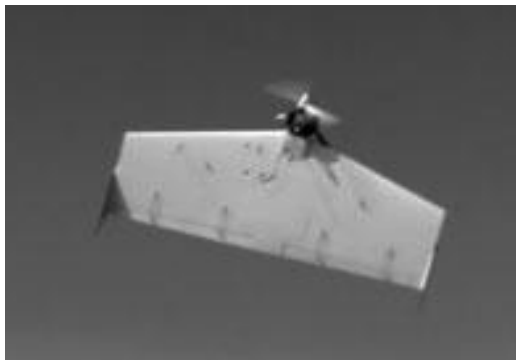


Рис. 2. БПЛА ZALA 421–16

### **Оперативное обнаружение утечек на трубопроводах**

Для оперативного обнаружения утечек на внутрипромысловых трубопроводах предлагается использовать те же БПЛА, что и для проведения плановых облетов, либо приобрести более дешевые БПЛА ZALA 421–08 (рис. 3.) с характеристиками:



Размах крыла: 0,8 м

Вес: 1,7 кг

Модуль видеокамер, состоящий из гиростабилизированной на 120° по крену цветной ТВ камеры 550 ТВА, управляемой с НСУ, и ТВ камерой 550 ТВА курсового обзора

Инфракрасная камера

Фотоаппарат не менее 7 мпкс

Высота полета макс: 3600 м над уровнем моря

Дальность передачи данных: 15 км

Максимальная продолжительность полета: 90 мин

Диапазон скоростей полета: 65–130 км/ч

Метод запуска: с руки

Метод посадки: автоматически с парашютом

Наличие систем навигации, автопилота: есть

Возможность полета по заранее введенному заданию: есть

Обслуживающий персонал: 2 чел.

Стоимость 2,5 млн руб.



Рис. 3. БПЛА ZALA 421–08

Для оперативного обнаружения утечек удобно использовать такую полезную опцию, как тепловизор. Так как по трубам текут жидкости с положительной температурой, тепловизор фиксирует границы потока и нарушения герметичности трубопровода точно фиксируются.

### **Диагностика подвесных электроизоляционных конструкций и силового энергетического оборудования с помощью двуспектральной камеры DayCor**

Воздушные линии (ВЛ) электропередач являются основным и наиболее ответственным звеном в системе транспортировки электрической энергии.



Максимальный экономический эффект может быть достигнут при условии надежной и безотказной работы ВЛ.

Относительно высокий уровень повреждаемости опорной и подвешенной изоляции, обрывы элементарных проводников линий электропередач снижают надежность передачи электроэнергии потребителям и вызывают необходимость разработки новых измерительных приборов, создания и совершенствования методик по раннему обнаружению дефектов различного электрооборудования. Основной задачей оперативной диагностики действующих элементов сетей и подстанций является выявление на ранней стадии аппаратов, имеющих повышенный уровень частичных разрядов и тепловые аномалии, их своевременную профилактику или замену.

Для реализации контроля состояния подвесных электроизоляционных конструкций и силового энергетического оборудования предлагается использовать БПЛА с установленными на них двуспектральными ультрафиолетовыми камерами Daycor (рис. 4) компании OFIL (Израиль).

*DayCor* — комбинированная камера для работы в видимой и ультрафиолетовой части спектра, которая представляет собой профессиональное портативное устройство обнаружения коронных разрядов и электрической дуги в условиях дневного освещения.

Камеры Daycor фиксируют наличие поверхностных частичных разрядов и корон в ультрафиолетовом спектре, возникающих в местах появления дефектов. Параллельно проводится видеозапись диагностируемой линии и совмещение (наложение) ультрафиолетового и видео изображений, что позволяет точно определить местоположение дефекта.

Постоянный контроль состояния ЛЭП 35–110 кВ очень важен, т.к. данные ЛЭП питают целые месторождения. Так, в 2006 г. в результате обрыва ВЛ 110 кВ на Крапивинском месторождении было отключено 108 скважин. Потери нефти составили около 600 тонн (7,5 млн руб. в ценах 2006 г.).

Применение БПЛА с двуспектральными ультрафиолетовыми камерами Daycor позволило бы выявить дефект, провести подготовительные работы и в кратчайшие сроки с минимальными затратами ликвидировать дефект.



Рис. 4. Двуспектральная ультрафиолетовая камера Daycor



При широком применении описанные методы диагностики позволяют по совокупности измеряемых характеристик принимать взвешенные технические решения о поддержании эксплуатационной надежности действующего оборудования.

### Оценка экономического эффекта

Поскольку оценить эффект от оперативного обнаружения отказов можно только гипотетически, был оценен экономический эффект сокращения затрат при проведении облетов.

Общая продолжительность облетов по УЭТ за 2008 г. составила 772 часа. Стоимость мероприятий 36 200 тыс. руб. (без учета НДС).

Для оснащения цехов БПЛА потребуется:

- закупка 2 комплексов ZALA 421–12 (стоимость 1 комплекса 3,5 млн руб.);
- закупка 2 комплексов ZALA 421–16 (стоимость 4,5 млн руб.);
- замена 4 поврежденных летательных аппаратов в год (стоимость 1 аппарата 80 тыс. руб.);
- услуги инструктора по обучению персонала (51 тыс. руб.).

Итого

- затраты до внедрения — 36 200 тыс. руб.
- затраты после внедрения — 16 371 тыс. руб.

*Экономический эффект 19 829 тыс. руб.*

### Выводы

Использование комплексов ZALA при проведении облетов позволит снизить затраты, поможет оперативно обнаруживать утечки на трубопроводах и контролировать состояние высоковольтных сетей. Комплексы ZALA превосходят отечественные аналоги по техническим характеристикам и выгодно отличаются ценой от импортных. Важным достоинством беспилотных летательных аппаратов в сравнении с вертолетами, зачастую устаревшими и опасными, является отсутствие риска человеческими жизнями.

## Улучшение экологической обстановки в процессах очистки остаточного сырья при производстве смазочных масел

**В. К. Стрелкова**

*РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина*

Нефтеперерабатывающая промышленность является определяющим звеном эффективного использования углеводородного сырья. Она обеспечивает потребность страны в моторных топливах, смазочных маслах и других нефтепродуктах.

В работе рассматривается головной процесс производства остаточных



масел — процесс деасфальтизации гудрона сжиженным пропаном на ОАО “ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез” и направлена на решение отдельных проблем, входящих в “Систему экологического менеджмента и промышленной безопасности”.

Экологичность этого процесса не соответствует современным требованиям, поэтому проводился эксперимент с целью улучшения экологической обстановки в районе установки и за ее пределами.

В технологическом процессе образуется большое количество выбросов вредных веществ в окружающую среду.

Особенную опасность представляют выбросы в воздух продуктов сгорания ( $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ), углеводородных паров. При этом обедняется кислородный состав атмосферного воздуха.

*Основной целью* решения экологической проблемы является сокращение вредных выбросов в окружающую среду.

На основе анализа существующих вариантов схем технологических процессов, современных требований к экологии, качества сырья и энергоёмкости технологического процесса определялись основные направления модернизации процесса.

*Исследовательская часть работы* состоит из анализа физико-химических свойств сырья, реагентов и теплоносителей, их теплофизических характеристик, возможности выбора вновь вводимого и существующего оборудования в новых условиях.

*Прикладная часть исследования* включает обоснование и компоновку технологической схемы, подбор оборудования с учетом комплексной модернизации процесса с целью увеличения экологичности процесса.

Основными загрязнителями на установке являются:

- продукты сгорания из дымовой трубы печи;
- едкий натр (отработанная щелочь);
- растворитель-пропан, обладающий наркотическим воздействием на организм человека;
- сода каустическая, вызывающая химические ожоги.
- сероводород и *окись углерода* — яды!

### Предельно-допустимые концентрации вредных веществ

Таблица 1

#### Предельно-допустимые концентрации вредных веществ

Наименование вредных веществ	Предельно-допустимая концентрация
$\text{C}_3\text{H}_8$ (пропан)	300 мг/м <sup>3</sup>
КОН (каустическая сода)	0,5 мг/м <sup>3</sup>
$\text{H}_2\text{S}$ (сероводород)	10 мг/м <sup>3</sup>
СО (окись углерода)	20 мг/м <sup>3</sup>





Источниками выбросов вредных веществ являются:

- аппаратный двор;
- насосные;
- компрессорная;
- дымовая труба печи.

### Возможные пути сокращения выбросов

1) При снижении тепловой нагрузки трубчатой печи уменьшается расход топлива и, как следствие, сокращается выброс продуктов сгорания в атмосферу:  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{SO}_2$ .

Таблица 2

### Данные по процессу горения топлива в печи

Показатели	Единица измерения	Показатели	
		Действующий процесс	После модернизации
Расход топлива	т/год	4 500	3 163,5
Расход воздуха	т/год	88 200	75 720
в т.ч. кислорода	м <sup>3</sup> /год	15 690	10 800

На действующих установках в зоне отстоя раствора деасфальтизата имеются плоскостные паровые змеевики с подачей в них отработанного пара.

*Назначение змеевиков* — обеспечение более полного удаления асфальто-смолистых веществ, полициклических аренов разветвленного строения — вредные выбросы в окружающую среду.

Плоскостной змеевик не позволяет равномерно прогреть весь объем раствора, что приводит к частичному уносу аренов и асфальто-смолистых веществ.

С целью устранения указанных недостатков предлагается:

2) Заменить плоскостной змеевик экстракционной колонны на объемный, изготавливаемый в виде архимедовой спирали.

3) Вместо отработанного пара подавать в змеевик колонны водяной пар с температурой  $\sim 180\text{--}220^\circ\text{C}$  и давлением 1,0–1,5 МПа.

4) За счет замены насосного оборудования на современные герметичные бессальниковые насосы исключается выделение растворителя (пропана, обладающего наркотическим воздействием на организм человека) через неплотности.

5) Коррозия. Для предотвращения водородной коррозии в емкостях предлагается применять ингибитор коррозии — уротропин.

6) Кислотные стоки направлять на дополнительную систему кислотно-щелочной канализации с их дальнейшим возможным использованием в системе регенерации.

7) При сжигании меньшего количества топлива снижается вероятность образования слабых кислот.



В результате поисков и комплексно проведенных исследований получили положительные результаты по всем направлениям:

- сокращаются выбросы оксидов и диоксидов углерода, серы, азота и др. веществ в атмосферу;
- внедряется замкнутый цикл сернисто-щелочных стоков;
- сокращаются выбросы низкомолекулярных алканов наркотического действия в атмосферу;
- повышается содержание кислорода в атмосферном воздухе на установке и прилегающей территории за счет сокращения его потребления на сжигание топлива.

Возможность внедрения результатов исследований на действующих технологических установках подтверждается подробными технологическими расчетами основного оборудования, предварительной экономической оценкой и имеет теоретическое и практическое значение не только на производстве, но и в учебном процессе.

Аналогов проводимой работы в научно-технической литературе и на действующем производстве нет.

## **Увеличение добычи нефти на скважинах с боковыми стволами в ЦДНГ-4 ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»**

**Я. М. Сусанов**

*Руководитель: А. А. Новожилов*  
ЦДНГ-4 ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»

В современных условиях нефтедобычи, когда большинство месторождений ЦДНГ-4 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» переходят на четвертую стадию разработки, все более широкое применение находят методы доработки месторождений и одним из самых эффективных методов является восстановление скважин методом бурения боковых стволов. Однако, как показывает практика, после бурения боковых стволов неизбежно возникают проблемы с эксплуатацией таких скважин. Эти проблемы связаны с невозможностью спуска насоса к интервалу перфорации из-за малого поперечного сечения бокового ствола, что влечет за собой невозможность снижения уровня жидкости в скважине и создания большей депрессии на пласт с целью увеличения объемов добычи. С точки зрения разработки месторождений боковые стволы бурятся в зоны с большими остаточными запасами и для выравнивания степени выработки запасов целесообразно увеличение объемов добычи из этих зон, что невозможно при современных технологиях эксплуатации скважин. В настоящей работе предлагается комплекс технологий, позволяющий увеличивать добычу нефти на скважинах с боковыми стволами, минимизировать воздействие негативных факторов на насосное оборудование и контролировать параметры работы погружного оборудования с целью недопущения его преждевременного выхода из строя.



## 1. Эксплуатация добывающих скважин с боковыми стволами

### 1.1 Эксплуатация УЭЦН в добывающих скважинах с боковым стволом

В ЦДНГ-4 по состоянию на 01.07.2007 эксплуатируется 61 скважина, восстановленная методом бурения бокового ствола. Для всех этих скважин характерна следующая конструктивная особенность: боковой ствол по конструкции имеет существенно меньший поперечный размер (внутренний диаметр от 89 до 101 мм), в связи с чем невозможно зайти установкой электроцентробежного насоса во второй ствол и спустить насос ближе к интервалу перфорации для уменьшения вредного влияния газа. Установка подвешивается в нижней части основного ствола в среднем на уровне 400 метров выше верхних дыр перфорации. Для повышения добычи нефти из этих скважин необходимо увеличить депрессию на пласт, но при этом произойдет неизбежное падение уровня жидкости. Для того, чтобы газ выше динамического уровня не попал в насос и не привел к отказу установки, предлагается использовать кожух, к нижней части которого необходимо закрепить хвостовик из НКТ диаметром 60 или 48 мм. При такой компоновке можно снизить забойное давление и увеличить депрессию на пласт, а значит и добычу нефти. Увеличение добычи будет неизбежно связано с усиливающимися осложняющими факторами:

1. Значительно снизится давление на приеме насоса, а значит, вырастет количество свободного газа. По большинству скважин с боковыми стволами обводненность продукции превышает 50%, этот факт несколько смягчит негативное влияние газа. В зависимости от количества свободного газа на приеме насоса вредное влияние газа можно снизить:

- применением газосепараторов и газосепараторов-диспергаторов;
- спуском в скважины насосов, собранных по конической схеме;
- использованием насосов с диспергирующим рабочим колесом.

Если же необходимо будет еще снизить количество свободного газа на приеме насоса, то достичь этого можно будет доливом в затрубное пространство воды из системы ППД. При этом можно будет увеличить подачу используемого насоса (насосы с большей подачей способны прокачивать жидкость с большим содержанием газа) и снизить концентрацию газа в поднимаемой жидкости.

2. Возможно выпадение АСПО в хвостовике — там, где невозможно организовать очистку от парафина с помощью скребка, поэтому для борьбы с этим видом осложнения потребуются другие способы защиты.

3. При опускании динамического уровня ниже кожуха невозможно будет измерить значение динамического уровня, так как посылаемая эхолотом волна будет отбиваться не от динамического уровня, а от кожуха. Возможен отбив двух уровней — уровень подвески кожуха и динамического уровня. Следовательно, в данном случае в обязательном порядке необходимо применение систем погружной телеметрии.

Для расчета технологического эффекта необходимо сначала определить динамический уровень, при котором возможна эксплуатация скважины, исходя из ограничения по максимальному газосодержанию 25%. Если насос



комплектовать сепаратором с коэффициентом сепарации 0,7, то на приёме в газосепаратор можно поднимать входное газосодержание до величины:

$$25\% / (1 - 0,7) = 83\%.$$

Примем в дальнейших расчетах максимальную величину газосодержания на входе в газосепаратор 80%. Хотя эксплуатировать установку с кожухом можно и при больших газосодержаниях на приеме насоса, для этого необходимо применять двойные и тройные сепараторы, диспергатор, насос вихревого типа и другие технологии.

Основной проблемой для внедрения данной технологии на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» является то, что производители погружного оборудования гарантируют безотказную работу кожуха с хвостовиком длиной не более 140 м для кожухов производства Новомет и 180 м для кожухов производства Борец. Следовательно, необходима доработка конструкции кожухов с тем, чтобы они выдерживали хвостовик массой не менее 4 т (500–600 м). Для доработки конструкции следует подготовить техническое задание заводам-изготовителям.

## 1.2 Эксплуатация УШГН в добывающих скважинах с боковым стволом

Эксплуатация скважины с боковым стволом установкой штангового глубинного насоса возможна с размещением насоса:

- в основном стволе скважины, при этом невозможно создать такую же депрессию, как и в полномерной скважине, поэтому невозможно использовать весь потенциал скважины. Причем спуск хвостовика не способен решить проблему, так как в этом случае существенно возрастает газосодержание на приеме насоса, а существующие газосепараторы для ШГН не имеют такой же эффективности что и газосепараторы для ЭЦН;
- в боковом стволе скважины, однако в этом случае в зоне резки бокового ствола возникают большие прижимающие усилия и силы трения, приводящие либо к обрыву колонны штанг, либо к завалению сквозных отверстий в насосно-компрессорных трубах и потере подачи насосной установки. Существенно уменьшить проблему сверхнормативных нагрузок в зоне резки бокового ствола (и в других зонах с большим темпом набора кривизны) можно применением шарнирных штанг. Данная технология уже апробирована в ТПП «Урайнефтегаз» и ТПП «Лангепаснефтегаз».

При размещении штангового глубинного насоса в боковом стволе появляется возможность увеличить депрессию на пласт, а значит и добычу нефти.

Выбор способа эксплуатации для скважин с боковым стволом зависит, также как и для обычных добывающих скважин, от объемов добываемой жидкости — при дебитах по жидкости более 20–30 м<sup>3</sup>/сут следует рекомендовать установки электроцентробежных насосов, при меньшем дебите — установки штанговых глубинных насосов. Но есть и некоторые отличия: так как ШГН спускается глубже, то на его приеме будет меньше газа, чем на приеме ЭЦН, соответственно при больших газовых факторах и низких дебитах по жидкости



желательно применение штанговых глубинных насосов. С другой стороны при больших дебитах, когда применение вставных насосов невозможно, лучше использовать электроцентробежный насос. Связано это с тем, что конструкция трубного насоса предусматривает дополнительный удлинительный патрубок ниже цилиндра, который влияет на снижение эффективности сжатия всасываемой в насос жидкости, а значит снижается коэффициент подачи насоса.

Таким образом, выбор типа насоса для эксплуатации скважин с боковым стволом — это очень сложная задача, зависящая от многих факторов — дебитов по жидкости и по нефти, газового фактора, давлений, обводненности и многих других параметров. Следовательно, при выборе насоса следует применять индивидуальный подход к каждой скважине и учитывать опыт работы насосных установок в предыдущие периоды (парафинистость, коррозия, срывы подачи, солеотложения и пр.).

## 2. Внедрение систем погружной телеметрии

Один из способов защиты установки электроцентробежного насоса от отказа при подходе динамического уровня — это более четкий контроль за давлением на приеме насоса, с технической точки зрения это можно организовать при помощи систем погружной телеметрии различных производителей — БелНИПИнефть, Борец, Алнас, Ижевский радиозавод и др. Данный метод весьма ограничен, так как давление на приеме насоса складывается из двух составляющих — затрубного давления на устье и давления, создаваемого столбом жидкости  $H_{\text{нас}} - H_{\text{дин}}$ . Для значительно более точного контроля динамического уровня необходимо производить замеры затрубного давления на устье и сопоставлять эти замеры с замерами давления на приеме насоса. Рассчитать плотность жидкости столба  $H_{\text{нас}} - H_{\text{дин}}$  можно при помощи измерения фактического уровня эхолотом и сопоставлением этого уровня давлению на приеме насоса и затрубному давлению.

$$P_{\text{вх нас}} = P_{\text{зат}} + \rho \times g \times h = P_{\text{зат}} + \rho \times g \times (H_{\text{нас}} - H_{\text{дин}})$$

$$\rho = (P_{\text{вх нас}} - P_{\text{зат}}) / [g \times (H_{\text{нас}} - H_{\text{дин}})]$$

В дальнейшем рассчитанную плотность жидкости в затрубном пространстве можно условно считать неизменной, в таком случае появляется возможность контролировать динамический уровень в режиме on-line по формуле:

$$P_{\text{вх нас}} = P_{\text{зат}} + \rho \times g \times h = P_{\text{зат}} + \rho \times g \times (H_{\text{нас}} - H_{\text{дин}})$$

Предполагается, что пересчитывать текущий уровень жидкости в скважине будет автоматизированная система управления технологическими процессами, к которой будут подключены датчики затрубного пространства, датчик погружной телеметрии. Плотность жидкости и глубина спуска насоса будет введена в АСУ ТП технологом. АСУ ТП будет обращаться к базам данных по инклинометрии, например Base Gis, и пересчитывать длину колонны НКТ и динамический уровень в глубину подвески насоса и глубину динамического уровня.

Задачу можно еще упростить, введя понятие фиктивной плотности жид-



кости столба  $H_{\text{нас}} - H_{\text{дин}}$ , который учитывал бы среднюю кривизну ствола скважины от  $H_{\text{дин}}$  до  $H_{\text{нас}}$ .

На данный момент технически возможно в автоматическом режиме замечать затрубное давление и давление на приеме насоса, однако нет технической возможности при помощи стандартного оборудования (например, станции управления) производить перерасчет динамического уровня. Для применения этой методики постоянного контроля динамического уровня необходимо произвести дополнительные затраты на НИОКР или работать непосредственно с заводами-изготовителями станций управления. При контроле динамического уровня при помощи станции управления появляется возможность выставлять в станции уставку для отключения УЭЦН при снижении погружения насоса под динамический уровень ниже заданной величины, что позволит дополнительно защитить насос от преждевременного отказа.

Негативное влияние газа на работу УЭЦН сказывается на снижении напорной характеристики насоса. Для построения точной фактической напорной характеристики установки, работающей в скважине, необходима доработка систем погружной телеметрии с тем, чтобы можно было организовать замер давления не только на входе в насос, но и на выходе из него. В этом случае можно будет сопоставлять фактическую и теоретическую напорную характеристику, и определять степень влияния газа на работу погружной установки. Для доработки систем телеметрии необходимо существенное финансирование по статье НИОКР и работа напрямую с заводами-изготовителями систем погружной телеметрии.

По формулам методика контроля динамического уровня выглядит следующим образом:

$$\begin{aligned} P_{\text{вх нас}} &= P_{\text{зат}} + \rho \times g \times h, \\ P_{\text{вх нас}} &= P_{\text{зат}} + \rho \times g \times (H_{\text{нас}} - H_{\text{дин}}), \\ H_{\text{дин}} &= H_{\text{нас}} + (P_{\text{зат}} - P_{\text{вх нас}}) / (\rho \times g), \end{aligned}$$

где  $P_{\text{зат}}$  — затрубное давление, измерить его можно при помощи датчика затрубного давления, данные с него можно передавать по аналоговому входу на станцию управления погружного насоса;  $H_{\text{нас}}$  — глубина подвески насоса, пересчитанная из длины колонны НКТ с учетом инклинометрии;  $P_{\text{вх нас}}$  — давление на входе в насос, измеренное системой погружной телеметрии;  $g$  — ускорение свободного падения;  $\rho$  — плотность столба жидкости от динамического уровня до насоса. Для замера плотности необходимо установить эхолот и измерить величину динамического уровня, одновременно снять значения  $P_{\text{вх нас}}$  и  $P_{\text{зат}}$ , пересчитать плотность по формуле:

$$\rho = (P_{\text{вх нас}} - P_{\text{зат}}) / [g \times (H_{\text{нас}} - H_{\text{дин}})]$$

Далее принимаем расчетную величину плотности постоянной для данной скважины и можно вести контроль динамического уровня в постоянном режиме.

С течением времени характеристики скважины, такие как дебит по жидкости, по нефти, обводненность, газосодержание жидкости, давления и др.



параметры меняются, следовательно, меняется и плотность жидкости в затрубном пространстве. Поэтому с периодичностью 1 раз в месяц следует проводить перерасчет плотности жидкости в затрубном пространстве.

Для периодического режима работы скважин величина плотности жидкости столба  $H_{\text{нас}} - H_{\text{дин}}$  будет величиной переменной  $\rho = \rho(t)$ , где  $t$  — время от начала цикла — время, прошедшее от момента запуска скважины. График изменения плотности во времени можно построить, отбивая уровни эхолотом в течение цикла работы и накопления. Предположив, что характер изменения плотности столба жидкости  $H_{\text{нас}} - H_{\text{дин}}$  будет на всех циклах периодической работы постоянным, можно пересчитывать  $H_{\text{дин}}$  по такому же принципу, что и для суточных скважин:

$$H_{\text{дин}}(t) = H_{\text{нас}} + (P_{\text{зат}}(t) - P_{\text{вх нас}}(t)) / (\rho(t) \times g).$$

В ЦДНГ-4 более 40% УЭЦН имеют погружение под динамический уровень менее 200 м. Имея информацию о текущем значении динамического уровня можно вовремя отключить установку и недопустить ее преждевременного отказа.

Кроме того, внедрение систем погружной телеметрии позволит значительно быстрее и дешевле проводить замер пластового давления по КВУ. Для этого необходимо остановить скважину, добиться стабильного уровня и перенести полученные данные из станции управления в специализированное программное обеспечение. Программа произведет расчет  $P_{\text{пл}}$ .

### Заключение

В данной работе предлагается комплекс технологий, позволяющих увеличить депрессию на пласт, а значит увеличить добычу нефти из этих скважин:

1. Для установок ЭЦН — спуск в скважину УЭЦН с кожухом и хвостовиком, спускаемым в боковой ствол. Резко увеличивающееся количество газа на приеме насоса предполагается отводить в затрубное пространство при помощи газосепараторов, минимизировать вредное влияние газа на ЭЦН при помощи диспергаторов, диспергирующих насосов и насосов, собираемых по конической схеме.
2. Для контроля динамического уровня в режиме on-line предполагается использовать погружную телеметрию и датчик затрубного давления. Пересчет уровня будет производиться при помощи автоматизированной системы управления технологическими процессами.
3. Для установок ШГН — производить заглубление насосов до уровня верхних дыр интервала перфорации. Резко возрастающие нагрузки в области резки бокового ствола минимизировать при помощи штанг специальной конструкции с шарнирными соединениями.

Предлагаемые технологии характеризуются высокой степенью рисков, связанных с осложняющими факторами:

- существенным увеличением входных газосодержаний, что может привести к срывам подачи и невозможности эксплуатации установок ЭЦН в таких условиях (мероприятия по минимизации рисков — установка



- газосепараторов и частотных станций управления для снижения входных газосодержаний и корректировки дебита для увеличения давления на приеме насоса за счет снижения дебита). Мероприятия по минимизации риска включены в стоимость реализации проекта.
- выпадение АСПО в хвостовике (основное мероприятие по минимизации риска — установка греющего кабеля). Мероприятие по минимизации риска не включено в стоимость проекта. Греющий кабель будет установлен в хвостовике, если будет наблюдаться выпадение АСПО в конкретной скважине.
  - высокие темпы набора кривизны. Риск связан с увеличением нагрузок на колонну штанг (при эксплуатации) и на хвостовик (при подъеме его из скважины), а значит с возможностью увеличения аварийности ГНО. Мероприятия по минимизации рисков — установка шарнирных штанг в областях высоких темпов набора кривизны, снижение скорости подъема УЭЦН и хвостовика при движении хвостовика в зонах высоких темпов набора кривизны). Мероприятия по минимизации риска включены в стоимость реализации проекта.

В связи с высокими уровнями риска выбрана стратегия высокой доходности, предусматривающая низкий срок окупаемости менее 1 года — это основное условие реализации проекта. Данному условию удовлетворяет проведение оптимизации по 17 скважинам. ЧДД по разным скважинам за первый год составит от 0,4 млн руб. до 15,4 млн руб. в зависимости от скважины. ЧДД от реализации проекта по всем скважинам за первый год составит 56,8 млн руб., ЧДД за два года реализации проекта составит 112,8 млн руб.

Для претворения проекта в жизнь необходима модернизация технологии изготовления кожухов и упрочнение крепежных изделий УЭЦН с тем, чтобы он мог выдерживать вес хвостовика не менее 4 т. На данный момент внедрение технологии возможно, но с меньшей длиной хвостовика, что несколько снизит экономический эффект от внедрения технологии.

С точки зрения разработок месторождений боковые стволы бурятся в зоны с большими остаточными запасами и для выравнивания степени выработки запасов целесообразно увеличение объемов добычи из этих зон, что невозможно при современных технологиях эксплуатации скважин. Предложенный в настоящей работе комплекс технологий, позволяет интенсифицировать добычу нефти, раскрыть потенциал, заключенный в скважинах с боковыми стволами. Разработанные технологии добычи нефти из скважин с боковыми стволами открывают дополнительные возможности для повышения эффективности разработки месторождений. Особенно высокий эффект проявится на залежах с преимущественно гидрофобным коллектором, где увеличение депрессии способствует снижению обводненности и повышению коэффициента нефтеотдачи. Данные технологии представлены, главным образом, для геологов и разработчиков месторождений. При рациональном, грамотном использовании они способны не только повысить текущую добычу, но и конечный КИН. Однако при нерациональном использовании увеличение добычи нефти будет иметь краткосрочный характер и приведет к снижению нефтеотдачи.





## **Разработка и внедрение системы обнаружения несанкционированных врезок в нефтепромысловые трубопроводы в режиме реального времени**

*Е. Ю. Сухнат, И. А. Худяков*  
ОАО «ТНК-Нижневартовск»

### **1. Введение**

Ханты-Мансийский автономный округ — Югра является одним из основных нефтегазодобывающих регионов Российской Федерации. Нефть питает нашу экономику, углеводородное сырье приносит нефтяным компаниям огромную прибыль. Заработать на «черном золоте» пытаются и незаконные преступные формирования. Основная схема воровства это несанкционированная врезка в действующий трубопровод, перекачивающий подготовленную, обезвоженную нефть, с последующим отбором продукта и вывозом его для продажи. Теневой «бизнес» приносит огромные прибыли, ведь не нужно разрабатывать месторождения, добывать и подготавливать нефть, можно одной незаконной врезкой обеспечить себе безбедное существование. Однако доступ к трубопроводу людей, не являющихся специалистами, приводит к катастрофическим последствиям: разгерметизации трубопровода, пожару, взрыву, выбросу большой массы токсичных продуктов сгорания. Значительный вред наносится и окружающей среде, гибнут животные, а, самое главное, люди.

Анализируя сложившуюся у нас в стране ситуацию с незаконными врезками в действующие трубопроводы, можно сделать вывод о масштабе экономической и экологической проблемы.

На сегодняшний день в промышленности не существует технологии аппаратного (приборного) обнаружения несанкционированных врезок.

Отсутствие возможности регулярного аппаратного (приборного) контроля наиболее ответственных трубопроводов ведет к огромным экономическим и экологическим последствиям.

В связи с этим определяется основная цель данного проекта.

### **2. Цель работы**

Разработка и внедрение в производство системы обнаружения несанкционированных врезок в нефтепромысловые трубопроводы.

В соответствие с указанной целью определяется круг поставленных задач:

### **3. Задачи работы**

Анализ существующей системы обнаружения несанкционированных врезок.

- Аргументация необходимости включения в существующую систему новой технологии.
- Проектирование, разработка и сборка оборудования.
- Проведение опытно-промышленных испытаний.



- Внедрение системы обнаружения несанкционированных врезок на объектах ОАО «ТНК-Нижевартовск».
- На решение этих задач и направлен данный проект.

#### 4. Описание проекта

Анализ существующей системы обнаружения несанкционированных врезок показал, что в настоящий момент практически все незаконные врезки обнаруживаются по факту:

- Разгерметизации линии, либо крана несанкционированной врезки — огромные разливы подготовленной нефти, масштабные экологические и экономические последствия.
- Обнаружение врезки в момент хищения продукта (экономические убытки, возможные экологические последствия).
- В редких случаях визуальное обнаружение несанкционированных врезок персоналом эксплуатирующей организации (экономические убытки, возможные экологические последствия).

Такой подход не позволяет руководить процессом обнаружения несанкционированных врезок, вынуждает констатировать факт наличия незаконного доступа, не имея возможности предотвратить преступление заранее.

Сложившаяся ситуация требует соответствующих решений.

Был очевиден факт необходимости закупа специального прибора, который бы позволил в режиме реального времени обнаруживать несанкционированные врезки. Однако, изучив отечественный и зарубежный рынок предлагаемого оборудования, мы пришли к выводу, что на сегодняшний день не существует системы, которая бы удовлетворила наши запросы. Предлагаемые технологии работали по принципу анализа состояния изоляции трубопровода и поиска аномальных зон, полученные результаты указывали на условные дефекты, что требовало проведения дополнительных замеров и исследований для уточнения информации. Сложное программное обеспечение не позволяло работать в режиме реального времени. Необходимо еще раз отметить, что предлагаемые системы работают только с полной изоляцией трубопровода, что ограничивает их применение, ведь далеко не все трубопроводы имеют защитное изоляционное покрытие. Анализ ситуации показал, что на сегодняшний день имеющиеся технологии не гарантируют обнаружения врезки в действующий трубопровод.

Тогда группой противокоррозионной защиты трубопроводов совместно с лабораторией дефектоскопии и диагностики ОАО «ТНК-Нижевартовск» было принято решение о разработке и изготовлении системы, которая могла в режиме реального времени гарантированно обнаружить несанкционированную врезку.

Итогом совместной работы стал полностью автономный прибор быстрого обнаружения несанкционированных врезок.

Система состоит из:

- из портативного автономного двухчастотного генератора (рис. 1), который направляет в трубопровод специальный сигнал. Управление

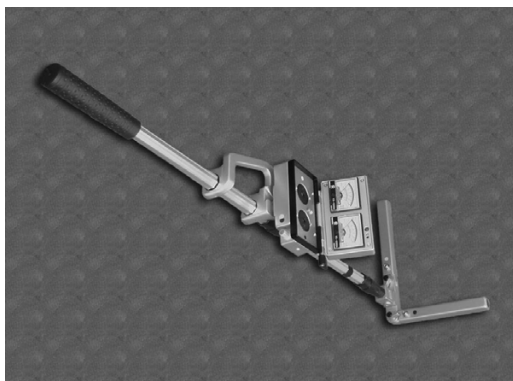


мощностью генератора выполняется в ручном режиме и по радиоканалу, что способствует эффективному согласованию нагрузки и дальности обследуемого участка трубопровода.



*Рис. 1. Двухчастотный генератор специального сигнала*

- из портативного двух канального приемника и двух антенн настроенных на разные частоты (рис. 2). Приемник без подсоединения к трубопроводу улавливает и обрабатывает сигнал, указывая оператору направление трубопровода и места врезок одновременно, что обеспечивает регистрацию и анализ показаний в режиме реального времени.



*Рис. 2. Портативный двухканальный приемник*

Предложенная система позволяет точно определить места несанкционированных подключений к действующим трубопроводам и имеет ряд преимуществ:

1. Автономность.
2. Мобильность, малый вес и габариты.
3. Простота обслуживания, (не требует специальной подготовки для идентификации сигнала).



4. Имеет четыре вида индикации, что позволяет увеличить эффективность системы в целом. Звуковая (динамики), визуальная (индикаторы), звуковая (стереонаушники), FM-сигнал (радиоприемник).

5. Не имеет аналогов по принципу построения структуры обнаружения несанкционированных врезок.

6. Система позволяет произвести обнаружение врезки в реальном времени, без обработки информации на ПК.

Проведенные опытно промышленные испытания предложенной системы полностью подтвердили заявленные характеристики. В настоящий момент при помощи данного оборудования производится регулярный обход наиболее критичных участков напорных трубопроводов ОАО «ТНК-Нижневартовск» Дополнительно по запросу мы помогаем нашим соседям ОАО «Самолорнефтегаз», «СНГДУ-2» и т.д.

### 5. Принцип работы системы

Метод измерения основан на регистрации электромагнитного поля, задаваемым генератором специального сигнала вдоль проводника с током (рис. 3). Место с максимальной напряженностью над поверхностью земли регистрируется одной из антенн портативного двухканального приемника и является осью трубопровода, вторая антенна регистрирует наличие отвлений (несанкционированных врезок).

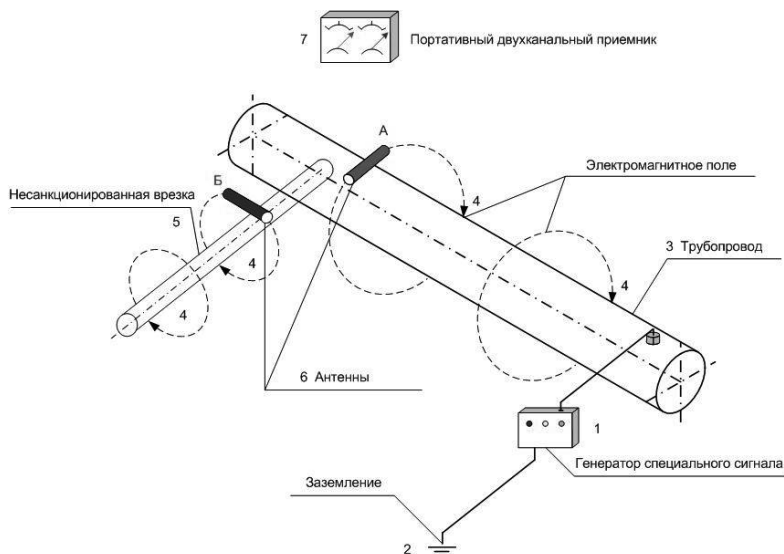


Рис. 3. Принцип работы системы

Генератор специального сигнала-1 заземляется-2 и подключается к трубопроводу-3. Создается электромагнитное поле-4, которое направленно



по оси трубопровода и по оси различных металлических ответвлений (несанкционированных врезок-5), антенна А ориентирует ось основного трубопровода, антенна Б — ось ответвлений (несанкционированных врезок). Сигнал передается на экран портативного двухканального приемника-7 и фиксируется в виде отклонения стрелок и звуковых сигналах.

## 6. Технические характеристики оборудования

### 1. Генератор специального сигнала:

#### 1.1. Техническое описание:

- Питание 12 В (аккумулятор)
- Контроль разряда аккумулятора.
- Двенадцатиуровневый светодиодный индикатор нагрузки.
- Кабель (2x30 м), оснащенные магнитными держателями, для гальванического подключения генератора к трассе и заземлению.

#### 1.2. Отличительные особенности:

- Контроль перегрузки выходного каскада.
- Контроль распознавания ложного сигнала (при радиопередаче сигнала управления генератором).
- Вход акустического датчика (электретный микрофон).
- Цифровое квазисенсорное управление мощностью генератора — каждый уровень мощности имеет индивидуальный код управления (с соответствующим цветовым обозначением) с помощью акустического кодера по радио.
- Кварцевая стабилизация опорной частоты генератора.

### 2. Акустический кодер:

#### 2.1. Техническое описание:

- Количество диапазонов — 5 (каждому диапазону соответствует свой цвет)
- Питание — 9 В «Крона»
- Габариты — 110x50x20 мм
- Вес — 0,1 кг

#### 2.2. Отличительные особенности:

- Позволяет передавать в звуковом виде код команды на исполняющее устройство (генератор) через средства радиосвязи на большие расстояния.

### 3. Приемник специального сигнала:

#### 3.1. Техническое описание:

- Количество каналов — 2
- Тип датчика — антенны острорезонансные — 2 шт
- Частота резонанса — 2 кГц и 4 кГц
- Питание — 3,6 В (3 батареи типа АА)
- Габариты — 700x150x110 мм
- Габариты антенн — 205x25x25 мм
- Общий вес — 1,1 кг
- Рабочий диапазон tсС — от -25 до +40



### 3.2. Отличительные особенности:

#### 3.2.1. Виды индикации:

- визуальный — два милливольтметра
- громкий — два пьезодинамика
- слуховой — головные телефоны
- радио — встроенный передатчик сигналов, позволяющий прослушивать сигналы без проводов — по радиоприемнику

#### 3.2.2. Регулировка чувствительности:

- четыре ступенчатых диапазона на канал
- два плавных регулятора

#### 3.2.3. Внешняя память MP3-плеера для записи результатов обследования.

3.2.4. Возможность поворота антенны на 180°, что позволяет изменять диаграмму направленности к объекту.

3.2.5. Антенны изготовлены во влагонепроницаемом корпусе с антиакустической защитой из ударопрочного полистирола.

3.2.6. Телескопическая штанга позволяет производить обследование в труднодоступных местах.

## 7. Финансовое обоснование проекта

В ходе работы над проектом возникла необходимость сравнить затраты на приобретение заводского прибора с затратами на разработку и сборку предлагаемой системы. Стоимость одной заводской системы RD400 PSM составляет 599 949,14 рублей. На разработку и сборку новой технологии мы затратили 30 000 рублей. Таким образом учитывая стоимость и все минусы заводских приборов можно сделать вывод и об экономической эффективности предлагаемой системы.

## 8. Выводы

В ходе работы над проектом все поставленные задачи были успешно решены. Основная цель проекта была достигнута путем разработки и внедрения в производство системы обнаружения несанкционированных врезок в нефтепромысловые трубопроводы в режиме реального времени.

Внедрение предложенной технологии позволило нам предотвратить возможные преступления, которые могли повлечь за собой экологические и экономические последствия, как в масштабе компании, так и в региональном масштабе.

Необходимо отметить, что ОАО «ТНК-Нижневартовск» является первой в РФ нефтегазодобывающей компанией, где внедрена предложенная технология. Считаем необходимым продолжить внедрение новой системы в нефтегазодобывающих компаниях, как нашего региона, так и в аналогичных компаниях РФ.



## **Внедрение программной среды «CAD ТКЗ» для расчета параметров коротких замыканий заводской электросети**

**Е. М. Терпелов**

*ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»*

В настоящее время на нашем предприятии бурным темпом идет строительство Комплекса глубокой переработки нефти, в состав которого будут входить целый ряд технологических установок и объектов общезаводского хозяйства ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез».

В связи с этим значительно возрастут энергетические нагрузки предприятия, что в свою очередь увеличит нагрузку питающих завод подстанций. В итоге закономерным будет увеличение генерируемых мощностей для нужд нашего предприятия, что повлечет за собой изменения в параметрах питающей завод энергосистемы (реактансы, напряжения, токи короткого замыкания минимальных и максимальных режимов работы энергосистемы).

Следует отметить, что изменения параметров максимального режима работы энергосистемы не может не сказаться на электроснабжении уже действующих потребителей электроэнергии, так как токи короткого замыкания существующей системы электроснабжения увеличатся, а оборудование, которое уже находится в работе, может оказаться «не готовым» к таким изменениям в системе электроснабжения, так как ранее устанавливаемое оборудование рассчитывалось на те величины токов короткого замыкания, которые имели место на момент ввода объектов в эксплуатацию.

Изменения параметров минимального режима энергосистемы в свою очередь могут повлиять на чувствительность защит вводных присоединений всех подстанций предприятия к току короткого замыкания, начиная с вводов подстанций питающих предприятие и заканчивая вводными присоединениями подстанций, которые питают ту или иную технологическую установку. В результате может возникнуть ситуация, когда защиты подстанций окажутся не чувствительными к токам короткого замыкания. Все это может привести к неселективному отключению подстанций и в итоге к полному отключению технологических объектов предприятия от системы электроснабжения, что недопустимо для электроустановок имеющих первую категорию надежности электроснабжения, ведь именно к первой категории относятся практически все электроустановки нашего предприятия.

Очевидно, что периодичность расчета ТКЗ и уставок РЗА на промышленных предприятиях зависит:

1. От изменения параметров питающей сети.
2. От изменения параметров оборудования и конфигурации сети на предприятии.

Первая причина является внешней, как правило, предприятию не известной.

Вторая причина является внутренней, хорошо известной на предприятии. Любое изменение в подключенном электрооборудовании (замена двигателя, трансформатора, кабеля на другое сечение, изменение схемы подключения,



добавление новой мощности и т.п.) все требует пересмотра уставок РЗА на связанных с этими изменениями устройствах РЗА. Так установка дополнительной мощности потребует пересмотра уставок не только на тех фидерах, где добавилась мощность, но и на вводных и секционных ячейках распределительных устройств подстанций.

На сегодняшний день нет никаких регламентирующих документов по периодичности расчетов токов короткого замыкания на предприятиях. Этой проблеме посвящаются многие Интернет — форумы с ведущими специалистами в области энергетики, которые по опыту своей работы подтверждают возможность значительных изменений параметров энергосистем даже при незначительном изменении нагрузок предприятий. Это связано с тем, что многие генерирующие электростанции работают не только на конкретное предприятие, но и питают городские нагрузки, а так же ряд других предприятий сетевого района (такая ситуация применима и к нашим питающим подстанциям). Поэтому, даже если мы можем ориентировочно предсказать незначительное увеличение нагрузок своего предприятия (например, после изменения технологии, реконструкции), то с другой стороны не можем знать, что происходит с нагрузками на остальных, питаемых от общих (узловых) подстанций предприятиях, а тем более как ведет себя городская нагрузка (как известно она непрерывно растет, в связи с разрастанием города и увеличением количества электробытовой техники).

Вспомним недавние события в Москве (24–25 мая 2005 г.), когда произошла авария на подстанции «Чагино» 500/220/110 кВ, в результате которой были обесточены 321 подстанция (16 ПС 220 кВ, 201 ПС 110 кВ и 104 ПС 35 кВ) и отключены от энергоснабжения потребители суммарной мощностью порядка 3600 МВт, в том числе и промышленные предприятия. Энергокризис на севере США и Канаде 14 августа 2003 года (всем известный как «Blackout»), повлек за собой отключение девяти энергоблоков АЭС США и обесточил несколько сетевых районов. Так же ряд других аварий, возникающих с пугающей регулярностью, по мнению экспертов, возникает из-за неизбежного роста электрических нагрузок, неготовностью существующего на данный момент оборудования принимать эти нагрузки, а так же из-за несвоевременного учета роста потребляемых мощностей.

Все это актуально и для нашего предприятия, особенно в настоящий момент, когда идет строительство новых технологических объектов Комплекса глубокой переработки нефти.

Конечно, при проектировании новых технологических объектов учитывать параметры энергосистемы должна проектная организация, на совести которой остается бесперебойное электроснабжение объекта проектирования на момент ввода его в эксплуатацию.

Намного сложнее ситуация, когда объект находится в эксплуатации, а параметры питающей сети по той или иной причине (описанной выше) изменяются, что делать в этом случае? Конечно, можно заказывать необходимые расчеты в специализированных организациях, которые осуществляют деятельность в этой области и имеют на это необходимые разрешительные документы при каждом изменении параметров питающей сети. Что мы получим в этом случае:





- довольно приличную (так как на крупных предприятиях довольно большое количество подстанций, подлежащих соответствующим расчетам) и постоянную финансовую зависимость от таких организаций, так как мы вынуждены поддерживать постоянство бесперебойного электроснабжения наших технологических объектов. Ведь данные расчеты необходимо проводить не только при изменении внешних параметров, но и при каждом новом изменении схемы электроснабжения, качественного и количественного состава нагрузок внутри предприятия;
- лишь протоколы расчетов в виде результирующих таблиц с итоговыми значениями токов короткого замыкания в различных точках сети. Такие расчеты выполняются организациями во всевозможных программах, не позволяющих проследить ход расчетов, оценивать их достоверность, следовательно, в ряде случаев подвергается сомнению их достоверность;
- пересмотры уставок защит, необходимые по результатам расчетов, в любом случае «ложатся на плечи» службе РЗА, которая обслуживает предприятие;
- расхождения в расчетах полных токов КЗ могут достигать 30–60%, в оценках токораспределений по ветвям схемы — 100% и более. Такие данные приводят специалисты Сибирского НИИ Энергетики (г. Новосибирск) Б.И. Ковалев и И.Е. Наумкин в своей работе «Проблемы повышения качества расчетов токов К.З. в электрических сетях для задач РЗА». Столь значительные расхождения связаны, в основном, с ограниченными возможностями методов расчета, неучетом нагрузок электрической системы в целом, а также неучетом нагрузок предприятия, так как качественный состав нагрузки предприятия для организаций, проводящих расчеты, как правило, остается неизвестным.

Все эти проблемы можно исключить, если расчеты токов К.З. на предприятии будет выполнять одна из его служб, которой известны схемы электрических сетей и качественный и количественный состав нагрузок завода. Такими службами могут быть проектно-конструкторский отдел, служба, функции которой заключаются в повышении и поддержании надежности электроснабжения, либо служба РЗА предприятия, которые сами имеют необходимый опыт проведения расчетов и необходимая квалификация для определения уставок РЗА, выбора оборудования по максимальному значению токов К.З. и оценке надежности электроснабжения.

Целью работы является:

1. Акцентирование внимания руководителей энергетических служб на проблематике необходимости контроля значений токов короткого замыкания в электросетях с целью недопущения возникновения аварийных ситуаций и бесперебойного электроснабжения технологических объектов.
2. Внедрение на предприятиях программной среды позволяющей производить расчеты параметров внутри заводской сети, как в режимах максимальных нагрузок, так и в режимах минимальных нагрузок силами собственных подразделений. Такой программной средой может



быть среда «CAD TKZ», разработанная автором данной работы для проведения расчетов параметров электросетей.

Данная среда разработана на базе такого инженерного программного обеспечения, как «MathCAD» и «AutoCAD» с использованием наиболее точного и простого метода расчета ТКЗ «Метод полных сопротивлений», поэтому не требует дополнительных интеллектуальных, временных и финансовых затрат на ее освоение.

«CAD TKZ» позволяет выполнять такие задачи как:

1. Производить расчеты токов коротких замыканий в различных точках электросетей при любых параметрах, для дальнейшего выбора оборудования, либо расчета уставок РЗА.
2. Рассчитывать параметры питающей сети при пуске электродвигателей большой мощности (остаточное напряжение на шинах питающих распределительных устройств подстанций) для оценки возможности безреакторного пуска, а так же рассчитывать необходимый дополнительный пусковой реактанс (сопротивление пусковых реакторов), для таких электродвигателей при неудовлетворительных параметрах сети в случае прямого пуска.
3. Производить всевозможные проверочные расчеты параметров электросети.

Расчет, выполненный для каждой из электроустановок, состоит из следующих этапов:

1. Составление схемы электроснабжения электроустановки.
2. Внесение необходимых исходных данных.
3. Составление расчетной схемы замещения.
4. Расчетная часть с использованием известных формул электротехники.
5. Вывод искомых параметров токов короткого замыкания, уровней напряжения, реактансов.

В дальнейшем полученные результаты используются для выбора оборудования, расчета уставок релейной защиты, а так же проведения общего мониторинга надежности электроснабжения установки по известным методикам.

При изменении характера нагрузок электроустановки (количества, мощности электроприемников, сечения кабелей и т.д.), либо параметров питающей системы необходимо лишь внести изменения в исходные данные и программа автоматически пересчитает значения токов К.З.

Несмотря на то, что довольно сложно, в рамках данной работы, оценить экономический эффект от повышения надежности электроснабжения технологических объектов, уже сейчас можно сказать о том, что внедрение программной среды «CAD TKZ» и создание единой программной базы для всех электроустановок предприятия позволит:

1. Выполнять расчеты токов К.З. на предприятии силами собственных подразделений.
2. Предоставлять расчеты на рассмотрение и утверждение в службу главного энергетика в виде протоколов с полной выкладкой хода расчета, что позволит выполнять проверку и своевременно выявлять ошибки.
3. Единой выполненная программа для каждой из электроустановок за-



- вода позволит хранить расчеты в виде электронной программы. При изменении параметров схемы электроснабжения необходимо будет лишь вносить соответствующие изменения в исходные данные программы, и получать новый протокол с новыми значениями токов К.З.
4. Своевременно выявлять «слабые» места в схеме электроснабжения предприятия, как со стороны релейной защиты, так и со стороны стойкости оборудования к токам короткого замыкания.
  5. В целом систематизировать направление расчетов токов короткого замыкания на предприятии.
  6. Значительно сократить время, необходимое для отыскания параметров электросети, определяющих надежность электроснабжения.
  7. Повысить надежность и не допустить возникновения аварийных ситуаций в системе электроснабжения предприятия при проведении мониторинга надежности электроустановок путем анализа результатов расчета.

### **Эффективность использования газотурбинной электростанции (ГТЭС) в целях выполнения программы по утилизации попутно добываемого газа на примере южной группы месторождений ОАО «Оренбургнефть»**

*С. В. Ткачев*

*ОАО «Оренбургнефть»*

Как известно, символом любого нефтегазодобывающего месторождения по-прежнему остается факел, озаряющий просторы на многие километры вокруг. Это горит газ, извлекаемый из скважин вместе с сырой нефтью.

Этот газ принято называть попутным, поскольку он сопутствует основному продукту добычи нефти. По большому счету, нефтяникам он не нужен. А между тем, это — ценнейший источник сырья для производства ряда химических продуктов, основа целой отрасли экономики — газонефтехимии, источник получения дешевой электрической и тепловой энергии.

На сегодняшний день нефтяным компаниям проще избавляться от попутного нефтяного газа (ПНГ), чем отправлять его на переработку, в результате коптящее канцерогенное пламя наносит непоправимый урон экологии всей территории нефтеразработки.

По данным международных экспертных агентств Российская Федерация занимает первое место в мире по объему сжигаемого на факельных установках попутного нефтяного газа (далее — ПНГ).

В 2006 году из 50–60 млрд м<sup>3</sup> на факельных установках сожжено 25–30 % извлекаемого ПНГ.

Для сравнения в США разрешенный уровень сжигания ПНГ составляет 3%, а в Норвегии, сжигание ПНГ запрещено полностью (за исключением аварийных ситуаций).

Анализ данных федерального государственного статистического наблю-



дения в Российской Федерации показал, что в период с 2000 по 2006 годы ежегодный объем выбросов в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании ПНГ на факельных установках, увеличился в 2,2 раза, составив в 2006 году 12% общего годового объема выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от промышленных источников.

Помимо того, что сжигание извлекаемого ПНГ на факельных установках является крайне нерациональным способом использования невозобновляемого природного ресурса, оно приводит к ежегодному поступлению в атмосферу значительного количества парниковых газов, изменяющих ее состав.

Анализ причин, приводящих к сжиганию значительного объема извлекаемого ПНГ на факельных установках, показал, что при существующей системе расчета платы за негативное воздействие на окружающую среду данный способ утилизации ПНГ является наименее затратным для компаний-недропользователей.

Взимаемые с компаний-недропользователей (далее — Компаний) платежи за негативное воздействие на окружающую среду при сжигании ПНГ на факельных установках несопоставимы с затратами на разработку и внедрение инвестиционных проектов, направленных на рациональное использование ПНГ и уменьшение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Повлиять на сокращение выбросов продуктов сжигания ПНГ на факельных установках и добиться значимого улучшения качества атмосферного воздуха возможно посредством применения экономических мер, стимулирующих Компании к внедрению способов рационального использования ПНГ.

В качестве таких мер могут быть рассмотрены:

1) увеличение существующих ставок платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании ПНГ на факельных установках.

2) изменение существующего порядка расчета платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании ПНГ на факельных установках.

Рассмотрим оба предлагаемых варианта.

### **Увеличение существующих ставок платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании ПНГ на факельных установках**

Применение данной меры приведет к стимулированию Компаний к сокращению загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания ПНГ.

Таким образом, с 2012 года вступит в силу постановление Правительства РФ № 7 от 08.01.09 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», нефтяным компаниям в том числе и ОАО «Оренбургнефть» необходимо продолжить реализацию мероприятий по утилизации ПНГ одним из которых является утилизации попутно добываемого газа при помощи ГТЭС.

Цель проекта: выполнение природоохранного законодательства путем снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и негативного воздействия в целом на экосистемы



Задачи проекта:

- Увеличение процента утилизации попутного нефтяного газа;
- Охрана воздушного бассейна посредством сокращения валового выброса загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- Обеспечение требуемых параметров состояния воздушной среды за пределами санитарно-защитных зон;
- Уменьшения прессинга со стороны Государственных контролирующих органов;
- Соответствие принципам экологической политики предприятия;
- Повышение имиджа компании;
- Получение дохода за выработку дополнительной мощности.

В проекте рассматриваются четыре месторождения ОАО «Оренбургнефть»:

- Сорочинско-Никольское;
- Западно-Ольховское;
- Ольховское;
- Пойменное.

Существующая инфраструктура Западно-Ольховского, Ольховского и Пойменного месторождений в настоящее время не позволяет утилизировать достаточные объемы газа, которые бы соответствовали лицензионным требованиям и действующему природоохранному законодательству.

На сегодняшний день попутный нефтяной газ (ПНГ) полностью сжигается на факеле Пойменного месторождения. Газонасыщенная обводненная нефтяная эмульсия со скважин Ольховского и Западно-Ольховского месторождений поступает на ДНС «Ольховская», где происходит:

- сепарация первой ступени газо-жидкостной смеси;
- сепарация второй ступени газо-жидкостной смеси;
- очистка газа от капельной жидкости в газовом сепараторе;
- транспорт газа первой ступени сепарации на Покровскую ГКС;
- сжигание газа второй ступени сепарации на факельной установке.

Источником электроэнергии является П/с 110/35/6 «Никольская» 2х25 МВА и П/с «Сорочинская» 220х110 кВ.

### **Запланированные мероприятия (базовый вариант)**

Базовым вариантом утилизации ПНГ на Пойменном месторождении является транспортировка газонасыщенной обводненной нефтяной эмульсии с Пойменного на Ольховское месторождение, где на ДНС «Ольховская» будет происходить, сепарация первой и второй ступени газожидкостной смеси Западно-Ольховского, Пойменного и Ольховского месторождений, далее с ДНС «Ольховская» транспортировка газа первой ступени на «Покровскую» УКПГ и транспортировка газа второй ступени с ГКС «Ольховская» до ГКС «Никольская» откуда газ направляется на Покровскую УКПГ для сдачи газа в систему РАО «ГАЗПРОМ». Для реализации проекта необходимо:

- Строительство УКПГ «Покровская»;
- Строительство газопровода d530 УПСВ «Никольская» — ГКС «Покровская»;



- Строительство ГКС «Никольская»;
- Строительство газопровода УПСВ «Кодяковская» — ГКС «Никольская»;
- Строительство ГКС «Ольховская»;
- Строительство нефтепровода ПНН «Пойменный» — ДНС «Ольховская».

Но, учитывая планируемый рост добычи нефти, инфраструктура Западно-Ольховского, Пойменного и Ольховского месторождений при условии реализации базового варианта не позволит утилизировать ПНГ в полном объеме, который бы соответствовал лицензионным требованиям и действующему природоохранному законодательству.

На основе анализа технологической углеводородной смеси Западно-Оль-

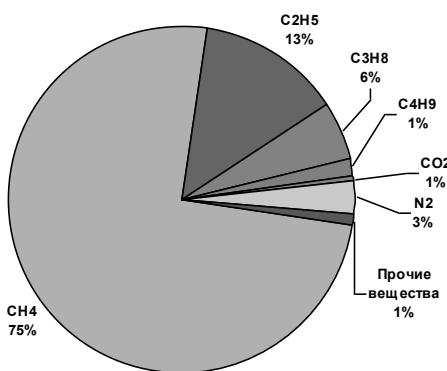


Рис. 3. Анализ технологической углеводородной смеси Западно-Ольховского, Ольховского и Пойменного месторождений

ховского, Ольховского и Пойменного месторождений (рис. 1), а также увеличения потребления электрической энергии для эффективного использования попутного газа предлагается установка газотурбинной станции «Никольская» (ГТЭС 90 МВт) на Сорочинско-Никольском месторождении, как дополнительное мероприятие к базовому варианту утилизации ПНГ.

Этот вариант позволяет рационально использовать попутный газ Западно-Ольховского, Ольховского и Пойменного месторождений для производства электрической энергии по бо-

лее низкой себестоимости, чем цена поставки ОАО «Оренбургэнерго».

Преимущества данного варианта:

- выполнения обязательств по утилизации ПНГ;
- уменьшение выбросов (т/год) и платежей за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- выгодное расположение ГТЭС в районе ПС 110/35/6 «Никольская» 2х25 МВА — центр наибольших нагрузок;
- снижение затрат на строительство инфраструктуры по транспорту ПНГ и его переработке;
- обеспечение требуемых параметров состояния воздушной среды за пределами санитарнозащитных зон;
- соответствие принципам экологической политики предприятия;
- эффективное использование попутно добываемого газа;
- получение дохода за выработку дополнительной мощности.

Строительство ГТЭС «Никольская» позволит обеспечить электрической энергией Сорочинско-Никольское, Ольховское, Пойменное, Западно-Ольховское, Родинское, Горное, Токское, Ананьевское, Кодяковское и Боголюбовское месторождения, а также Покровское и Пронькинское месторождения по электросети «Никольская–Промысловая».



### Технические характеристики турбогенератора

Параметры	Модель SGT-400
Электрическая мощность, МВт	12,9
КПД электрический, %	34
Топливо	ПНГ

Для полной загрузки газотурбинной станции «Никольская» необходимо 192,5 млн м<sup>3</sup> попутного нефтяного газа в год.

Оборудование ГТЭС достаточно мобильно и при дальнейшем снижении загрузки в следствии снижения добычи попутного газа существует возможность демонтажа не загруженного оборудования с дальнейшей его установкой на объектах нуждающихся в утилизации попутно добываемого газа.

### Экологические аспекты

Влияние сжигания ПНГ на здоровье человека:

- высокие показатели по болезням органов дыхания;
- новообразования (онкологические заболевания);
- болезни нервной системы и органов чувств;
- репродуктивная система;
- развитие наследственных патологий, ослабление иммунной системы.

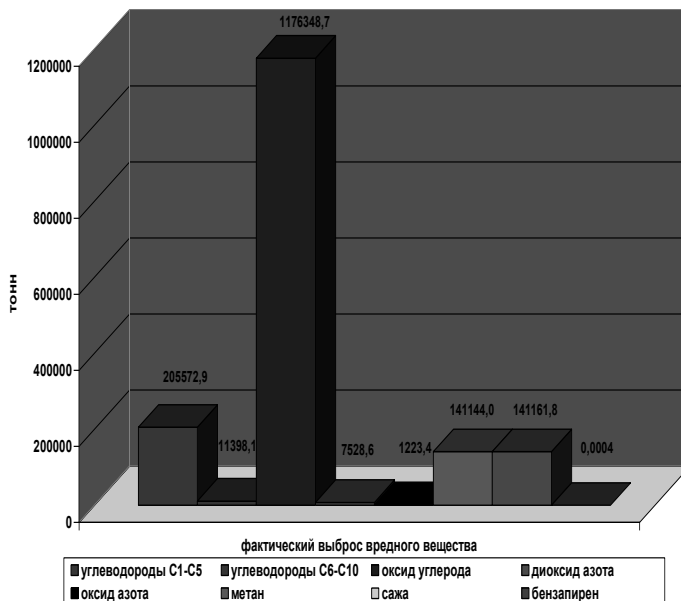


Рис. 2. Компонентный состав выбросов вредных веществ в атмосферный воздух



### Расчет платы и валовый выброс ЗВ в атмосферный воздух с 2012 по 2029 гг.

Показатели	При реализации проекта	При отказе от реализации проекта
При объеме газа 192,5 млн.м <sup>3</sup>		
Валовые выбросы, тыс. тонн	22,32	1333,01
Платежи за выбросы, тыс. руб.	2559,36	9631 050,25

В расчетах с 2012 года учтено действие постановления Правительства РФ № 7 от 08.01.09 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках».

### Вывод

Реализация данного проекта позволит ОАО «Оренбургнефть» выполнить лицензионные обязательства и получить дополнительный доход, за счет получения собственной электроэнергии и самое главное сократить выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

В целом NPV составил 9 815 млн руб. при PI равном 4,25 ед.

КПЭ проекта		
NPV (дисконтированный денежный поток)	млн руб.	9 815
PVI (дисконтированные инвестиции)	млн руб.	3 018
PI	ед.	4,25
IRR	%	55
DPP>	год	4,29

### Список литературы

1. Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта нефти и газа нефтедобывающих районов
2. Технологический регламент ДНС «Ольховская» Ольховского месторождения.
3. Технические задания на строительство ГТЭС «Никольская».
4. Технические условия на проектирование системы газоснабжения электростанции на Сорочинско-Никольском месторождении.





## **Лизинг газотранспортных предприятий как альтернатива банковскому кредитованию**

*Н.А. Трофимова*

*ООО «Газпром трансгаз Югорск»*

Каждое предприятие, начиная свою деятельность, должно ясно представлять потребность на перспективу в материальных, трудовых и интеллектуальных финансовых ресурсах, источниках их получения, а также уметь четко рассчитать эффективность их использования.

В настоящее время большинство газотранспортных предприятий сталкивается с проблемами:

- неблагоприятным состоянием парка техники и оборудования;
- недостаточностью собственных средств у предприятий для приобретения основных фондов;
- ростом процентных ставок по кредиту в банке на приобретение основных фондов.

Эти проблемы и обуславливают актуальность развития лизинга в России.

Таким образом, лизинг ввиду своей специфики может стать равноценной заменой банковскому кредитованию, так как он объединяет все элементы кредитных и инвестиционных операций.

Но несмотря на то, что лизинг в России в последние годы стал более привлекательным и стремительно развивающимся, все же многие газотранспортные предприятия отдают предпочтение последнему. Исследовательский центр «Эксперт» в январе 2009 г. провел социологический опрос промышленных предприятий, в результате которого были выявлены причины, по которым предприятия не пользуются услугами лизинговых компаний:

- 70% опрошенных ответили «недостаточно хорошо понимают инновации и боятся обмана»;
- 18% опрошенных ответили «доля лизингового рынка составляет всего 30% от всех услуг финансового рынка»;
- у 12% опрошенных «в условиях экономического кризиса возникает неопределенность относительного будущего спроса и предложения на рынке лизинговых услуг».

Однако, при дефиците финансовых ресурсов эти структуры способны помочь выжить многим предприятиям, обеспечив технологическое обновление их производства, то есть заложить основы выхода из кризиса и будущего экономического подъема.

Таким образом, целью проекта является исследование эффективности лизинговой деятельности как формы долгосрочного финансирования инвестиций.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

- раскрыть сущность лизинга как инструмента привлечения инвестиций;
- рассмотреть схему лизинговой операции и ее основные этапы;
- выявить отличительные особенности кредитного и лизингового механизмов;



- исследовать методику расчета лизинговых платежей и выбора оптимального источника финансирования;
- показать преимущество лизинга перед банковским кредитованием для промышленных предприятий на конкретном примере;
- разработать методические указания по применению механизма лизингового финансирования для промышленных предприятий.

**Лизинг** — это вид инвестиционной деятельности по приобретению Имущества, которое покупается лизингодателем для передачи его Лизингополучателю с целью его производственного использования при сохранении права собственности на имущество за лизингодателем на весь срок договора лизинга, по окончании которого Лизингополучатель обязуется приобрести в собственность указанное лизингодателем имущество, и на протяжении договора лизинга предоставляет плату за временное владение и пользование (лизинговые платежи).

Отдавая приоритет приобретению основных фондов по лизинговой схеме, газотранспортные предприятия становятся участниками лизинговой сделки, действуя в определенной последовательности, представленной на рис. 1.1.



Рис. 1.1. Этапы и участники лизингового механизма

Целесообразно рассмотреть отличительные особенности кредитного от лизингового механизмов, представленные в табл. 1.1.



Таблица 1.1

**Особенности кредитного и лизингового механизмов**

Кредит	Лизинг
1. Финансовые средства направляются на любую предпринимательскую деятельность.	1. Финансовые средства направляются на активизацию производственной деятельности, в основном, на ее модернизацию.
2. Контроль за целевым расходованием средств в процессе их использования затруднен из-за отсутствия действенных инструментов контроля.	2. Гарантирован контроль за целевым использованием средств, так как в лизинг отдается конкретно оговоренное оборудование.
3. Требуется 100%-ная гарантия возврата кредита и процентов за его использование.	3. Размер гарантий снижается на величину стоимости оборудования, передаваемого в лизинг, так как оно само является гарантией.
4. Приобретенное оборудование отражается на балансе предприятия, на него начисляется амортизация.	4. Оборудование не отражается на балансе предприятия, амортизация не начисляется, налог на него не платится.
5. Так как плата за кредит покрывается из собственных средств, предприятию необходимо получить доход, на который начисляются все необходимые налоги.	5. Лизинговые платежи включаются в себестоимость, что влечет за собой уменьшение налогооблагаемой базы и стимулирует развитие производства.
6. Кредит предполагает ограниченные сроки и размеры погашения	6. Удобная и гибкая схема финансирования

Таким образом, лизинг для газотранспортных предприятий является существенной альтернативой банковскому кредитованию.

Для выбора оптимального источника финансирования рассмотрим конкретный пример, представленный в табл. 1.2.

Таблица 1.2

**Ситуационный пример**

Пример	Условия лизинговой компании	Условия кредитования в банке
У газотранспортного предприятия возникла потребность в приобретении автотехники.	Предоставление в пользование необходимой техники согласно заключения договора финансового лизинга с первоначальной стоимостью 61550 тыс. руб. с коэффициентом ускоренной амортизации 3, срок лизинга 36 месяцев с последующим выкупом.	Предоставление кредита на сумму 51292 тыс. руб. под 12,5 % годовых сроком на 3 года на приобретение автотехники.

Для выбора оптимального источника финансирования на примере финансового лизинга и банковского кредита целесообразно применить методику экономической оценки (метода дисконтирования).



На основании расчетов лизинговых платежей и общей суммы платежей по кредиту произведем сравнительный анализ эффективности лизинга и банковского кредитования на приобретение автотехники, результаты расчетов которого представлены в табл. 1.3.

Таблица 1.3

**Сравнительный анализ эффективности лизинга и банковского кредитования на приобретения автотехники**

Показатель	Годы			Итого
	1	2	3	
<i>Финансовый лизинг</i>				
1. Лизинговый платеж, тыс. руб.	25469,0	25469,0	10612,0	61550,0
2. Налоговая льгота по лизингу (стр. 1 x — 0,24)	–6112,6	–6112,6	–2546,9	–14772,1
3. Посленалоговая стоимость лизинга (стр. 1 — стр. 2)	19356,4	19356,4	8065,1	46781,5
4. Дисконтированная стоимость лизинговых платежей ( $r = 12,5\%$ ) (формула 1)	17205,7	15293,9	5664,4	38164,0
<i>Кредитование в банке</i>				
5. Возврат кредита	17097,0	17097,0	17098,0	51292,0
6. Остаток кредита	34195,0	17098,0	–	–
7. Проценты за кредит (остаток кредита x 0,125)	6411,5	4274,4	2137,3	12823,2
8. Общая сумма платежа (стр. 5 + стр. 7)	23508,5	21371,4	19235,3	64115,2
9. Налоговая льгота по процентам за кредит (стр. 7 x –0,24)	–1538,8	–1025,9	–513,0	–3077,7
10. Посленалоговая стоимость кредита (стр. 8 — стр. 9)	21969,7	20345,5	18722,3	61037,5
11. Амортизация (3 года) (стр. 5/3)	17097,0	17097,0	17098,0	51292,0
12. Налоговая льгота на амортизацию (налоговый шит) (стр. 11 x –0,24)	–4103,3	–4103,3	–4103,5	–12310,1
13. Посленалоговая стоимость объекта (стр. 10 — стр. 12)	17866,4	16242,2	14648,8	48727,4
14. Дисконтированная стоимость инвестиций ( $r = 12,5\%$ ) (стр. 13/(1+r) <sup>t</sup> )	15881,2	12833,3	10288,3	39002,8



В результате расчетов итоговая сумма по кредиту составила 64115,2 тыс. руб., а сумма лизинговых платежей согласно договора финансового лизинга 61550 тыс.руб. Таким образом экономический эффект от сравнения кредитного и лизингового механизмов составил 2565,2 тыс. руб. (4%), это достигается за счет экономии налога на имущество по сравнению с банковским кредитом, а также за счет снижения налога на прибыль за счет ускоренной амортизации.

Данные факторы свидетельствуют о том, что наиболее выгодным для промышленного предприятия является лизинг, так как он позволяет снизить стоимость автотехники на 838,8 тыс. руб. (на 2,2%).

Эффективность лизингового механизма над кредитным наглядно демонстрирует рис. 1.2.

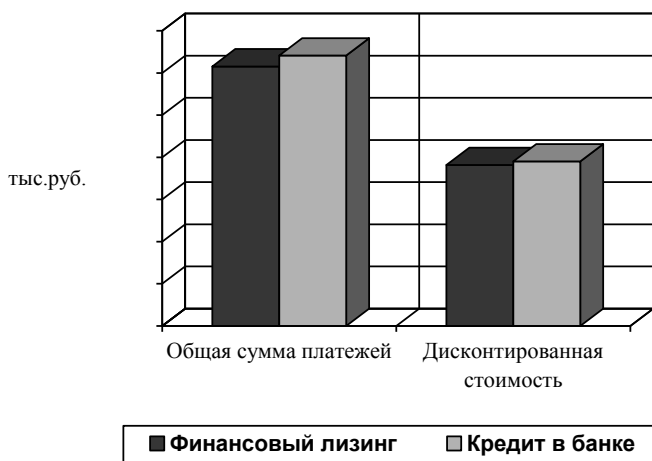


Рис. 1.2. Сравнительный анализ эффективности лизинга и банковского кредитования

Оценив ожидаемую результативность, можно сделать вывод, что лизинговый механизм по сравнению с банковским кредитованием при внедрении принесет реальный экономический эффект и повысит эффективность промышленных предприятий за счет таких преимуществ как:

- лизинговый механизм функционирует без залога и кредита с гибким графиком лизинговых платежей;
- механизм ускоренной амортизации быстро и значительно уменьшает стоимость объекта лизинга, уменьшая налогооблагаемую базу, позволяя быстрее окупить основное средство;
- приобретение основных средств в лизинг уменьшает базу для начисления 2-х налогов: налог на прибыль и налог на имущество;
- отсутствие привлечения заемного капитала;
- лизинговые платежи производятся из средств, полученных на «лизинговом имуществе» — оно само себя окупает, принося доход предприятию.



Стремительное развитие лизинговой отрасли в России привлекает к себе все больше внимания. По итогам 2008 года эксперты аналитического центра «Эксперт РА» прогнозируют ее увеличение в 2009–2010 годах более, чем в 3 раза. Только за 2008 год объем российского рынка лизинга достиг \$25,8 млрд существенно превысив показатели 2007 года (\$19,3 млрд). Если бы рынок показал такие результаты год назад, то по масштабам он вошел бы в пятерку крупнейших российских рынков, уступив лишь Великобритании, Германии, Италии и Франции.

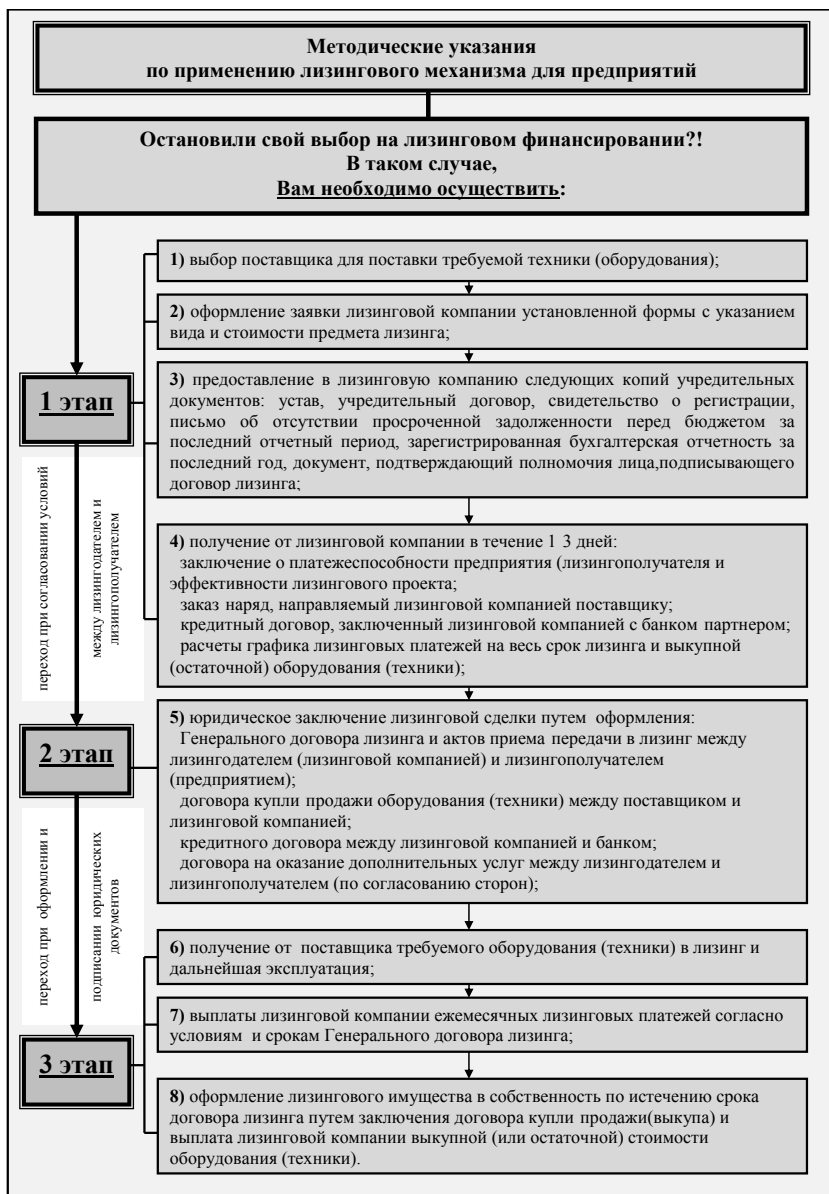
Анализ рынка позволяет заключить, что в данный момент отрасль находится на стадии нового циклического витка. Следует отметить, что уже около 70 лизинговых компаний в России перешагнули рубеж объема нового бизнеса в 1 млрд рублей, а к 2009–2010 годам их количество может возрасти еще на треть.

Но для успешного развития и функционирования лизингового рынка необходимо приложить усилия для развития лизинга в России, пока же эти усилия весьма разобшены. Первоочередной задачей для использования этих возможностей становится разработка основных методических указаний по применению механизма лизингового финансирования для газотранспортных предприятий с целью:

- наглядного представления лизинговой сделки предприятиями, находящимися перед выбором «кредит или лизинг»;
- выбора предприятиями оптимального источника финансирования;
- эффективного применения лизинга в финансовой деятельности предприятий;
- популяризации лизингового механизма и развития лизинговой отрасли в России.

Таким образом, методические указания по применению лизингового механизма для промышленных предприятий представлены в приложении.

Благодаря использованию предприятиями в своей деятельности лизингового финансирования в условиях ограниченности ресурсов, лизинговый бизнес станет не только эффективным механизмом финансирования по сравнению с кредитованием в банке, но и стабилизатором всей российской финансовой системы.





## **Новые технологии и инновации крепления призабойной зоны пласта**

**Р. Ф. Уразбахтин, Е. Д. Аюпова**  
**ООО «СП «ВАНЬЕГАННЕФТЬ»**

Задача проекта — создать модель проведения крепления призабойной зоны, которая позволила бы оценить будущий результат на стадии подбора скважин кандидатов.

Проблема выноса мех. примесей, которая в 70 % отказов приводит к 100 % списанию оборудования при деффектации, а также риски при работе бригад ПРС, снижение КИН в результате прорыва газа и воды, риски, связанные с разливами нефтепродуктов, всё это — действительность для скважин Покурской свиты.

Покурская свита является сложным, но интересным по своим пластовым характеристикам перспективным «Активом». Более 65 % от общих запасов Ван-Еганского месторождения — это запасы пластов группы ПК.

Так в чем же заключается сложность-проблема эксплуатации?

Коллектор — слабосцементированный песчаник.

В результате выноса несцементированного песчаника происходит разрушение скелета пласта, прорыв газа в образовавшиеся каверны и трещины, рост обводненности продукции. Результат: не достижение проектных значений КИН — скважины в бездействии.

Самые передовые технологии повышения надёжности УЭЦН (5 группа исполнения, десендеры, насосы как центробежного, так и объёмного действия российского и импортного производства) и применение альтернативных способов добычи незначительно влияют на межремонтный период, однако таким способом решить эту проблему невозможно — КВЧ достигают 50000 мг/л.

Средняя наработка на фонде скважин ООО «СП «ВАНЬЕГАННЕФТЬ» без учета ПК -более 500 суток, однако на ПК средний МРП- около 200 суток, это предел оборудования и этому есть причины.

Состав песчаника пластов ПК- это кварц, который достигает 75 % от общего объёма гранулометрического состава КВЧ.

В 2008 году были проведены дополнительные исследования гранулометрического состава частиц, выносимые пластовой жидкостью из скважин. Данные исследования открыли широкое поле для теоретических и практических изысканий и новых разработок:

- несколько видов фильтров;
- уникальные десендеры с расчётными рабочими характеристиками;
- сверхпрочное подземное оборудование центробежного и объёмного типа как российских, так и импортных производителей;
- уникальная гравийная набивка и крепление призабойной зоны полимерным составом.

После детального анализа стало возможным адресно применить технологию, что позволило повысить наработку более чем на 40 % за один год!





При этом постоянно ведется разработка скважин ПК -если в конце 2007 года их было 36, то сегодня уже 61, что составляет 21 % от действующего фонда.

Однако, для каждой технологии есть свои границы применимости. В основном, методы борются с последствиями, а необходимо найти решение этой проблемы. В нашем случае — это крепление призабойной зоны полимерными составами и гравийная набивка.

После применения гравийной набивки получается положительный, но очень дорогостоящий результат, не остается сомнений, что этот путь правильный, но дорогой. Российский аналог крепления призабойной зоны после одного испытания на скважине 1745 показал работоспособность метода и позволил приступить к проведению новых 9 испытаний.

Не всегда эффект является ожидаемым, естественно крепление призабойной зоны увеличивает скин эффект и это ухудшает коллекторские свойства призабойной зоны, однако увеличить скин на 10 единиц — результат, который никто не ожидает.

Основная проблема в том, что не существует отработанной методики по подбору скважин кандидатов для крепления призабойной зоны.

На данный момент требование это ЧРФ Покурской свиты с выносом мех. примесей, однако результат на данных скважинах разный.

Именно этот факт привлёк внимание, проведен анализ по ряду факторов, который позволил выявить определённые закономерности.

Используя данные вывода на режим, а также устьевые пробы и результаты анализов, была разработана методика расчёта объёма вынесенной породы.

Зная объём вынесенной породы, можно говорить об объёме каверны. Это помогло найти зависимость между объёмом продавочной жидкости и объёмом каверны. Игнорируя факт наличия объёмного пространства каверны, невозможно правильно определить объём смолы, что снижает качество крепления, но, самое главное, есть вероятность ошибки в расчёте объёма гидрофобной продавочной жидкости, цель которой — прорвать пути сообщения между порами и создать эффективную пористость.

Из проведённого анализа следует, что по ряду скважин объём вынесенной породы превышает объём продавки. Именно, на этих скважинах происходят осложнения, например, по скважине № 450 после проведения операции по креплению приток снизился на 95%. Более того, методика расчёта объёма каверны позволит повысить качество проведения установки гравийной набивки и снизит риски, что крайне важно при подобных проектах с высокими капитальными затратами.

Кроме объёма каверны для моделирования результата крепления призабойной зоны на стадии подбора скважин кандидатов нам необходимо выявить не только объём каверны, но и её форму и, соответственно, её способности к поглощению состава оторочки, смолы и, самое главное, гидрофобной жидкости продавки

Для этого, впервые, было предложено использовать метод исследования с помощью изотопов на стадии подбора скважины кандидата. Проведённая закачка изотопов в пласт и анализ с помощью счётчика Гейгера позволит от-



разить форму каверны и её относительную глубину. Получив объём каверны, её геометрическую форму, а также поинтервальный коэффициент проницаемости пласта появится возможность максимально качественно смоделировать процесс крепления призабойной зоны, определить не только состав и объёмы закачиваемых агентов, но и выбрать правильную скорость этапов процесса. Это, безусловно, поможет получить максимальный результат и отказаться от заведомо неудачных операций.

Важно, что зная период полураспада изотопов, возможно добавить изотопы в состав полимера, что позволит в дальнейшем анализировать качество проведения крепления призабойной зоны.

На сегодняшний день проведены:

- первичные испытания (скв 1745);
- количественный и качественный анализ мех. примесей;
- опытно-промышленные испытания на 9 скважинах Покурской свиты;
- анализ факторов, влияющих на эффективность крепления призабойной зоны;
- расчёт объёма каверн — рекомендации к подбору объёма гидрофобной прокладки.

Уже запланированы:

- геофизические исследования методом закачки изотопов;
- расчёт геометрии и способности поглощения каверны — рекомендации к техническому оснащению и, соответственно, скорости проведения этапов процесса;
- проверка качества и эффективности проведения крепления призабойной зоны с использованием изотопов как часть состава проведения крепления призабойной зоны;
- моделирование результата на стадии подбора скважины кандидата.

С экономической точки зрения проект является высокорентабельным проектом. В связи с повышением МРП на скважинах проведения крепления призабойной зоны, уже по итогам 2009 года, получен экономический эффект более 146 миллионов рублей накопленного дисконтированного денежного потока.

За счет сокращения количества ремонтов скважин, снижается количество потенциальных рисков, связанных с производственным травматизмом и разливами нефтепродуктов.

К сожалению, нет технологии — панацеи от всех осложнений, но, работая во всех направлениях, отдавая лучшее своему делу, увеличиваются шансы на успех в любых, даже самых амбициозных направлениях! Рост наработки на отказ УЭЦН на 100 суток за год, колоссальный косвенный эффект — скважины в работе!



## **Уменьшение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу за счет осушки попутного газа с применением нанотехнологий на нефтегазодобывающих предприятиях ХМАО-Югры**

*А. М. Хабибуллин, С. А. Молибоженко  
ОАО «ТНК-Нижневартовск»*

При существующей технологии подготовки попутного газа имеют место значительные потери нефти, частицы которой уносятся потоком газа на факел, вследствие этого теплота сгорания углеводородов на факелах резко возрастает, также увеличиваются выбросы загрязняющих веществ при сгорании нефти, уносимой газом на газогорелочных устройствах печей, котельных и факельного оборудования, тем самым нанося непоправимый урон экологии района.



*Рис. 1. Источники выделения загрязняющих веществ в атмосферу*

8 января 2009 года вышло Постановление № 7 правительства РФ «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа», в котором говорится о том, что с 1 января 2012 года платежи за выбросы загрязняющих веществ увеличатся в 10 раз. Все это заставляет задуматься о проблеме экологической безопасности уже сегодня.



*Рис. 2. Фильтроэлементы с нанопорами*



Цели проекта:

- снижение теплоты сгорания газа;
- уменьшение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу;
- получение прибыли путем выделения углеводородов нефти из попутного газа в фильтрах-коалесцерах.

Таким образом, сокращение выбросов загрязняющих веществ делает предприятие успешным не только в области экологии, но и в экономической сфере.

Краткое описание проекта:

Выделение частиц нефти из попутного газа осуществляется с помощью фильтров-коалесцеров.

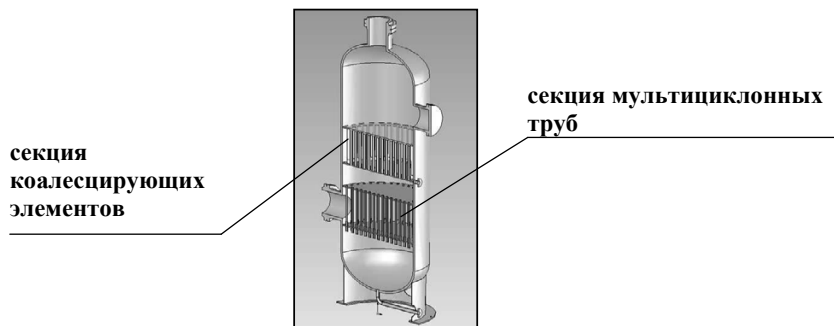


Рис. 3. Фильтр-коалесцер

Фильтры-коалесцеры включают в себя две секции: секция мультициклонных труб и секция коалесцирующих фильтроэлементов. Секция мультициклонных труб за счет центробежных сил выделяет из газа 50% жидкости размером до 3 мкм. Достигается микроочистка газа.

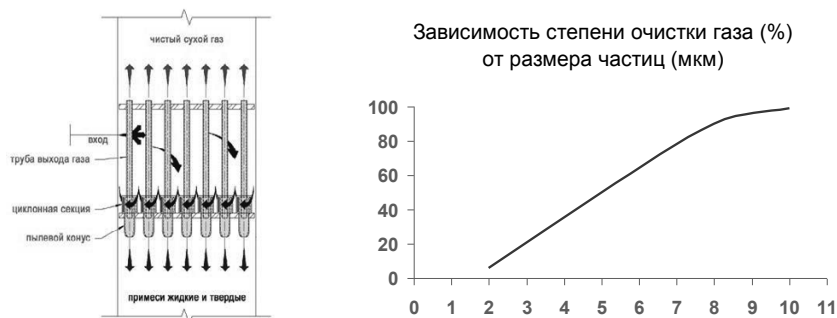


Рис. 4. Секция мультициклонных труб

Секция коалесцирующих фильтроэлементов за счет фильтроэлементов, состоящих из стекловолкна, осушает газ до 95% для частиц размером 300 нм. Достигается наноочистка газа

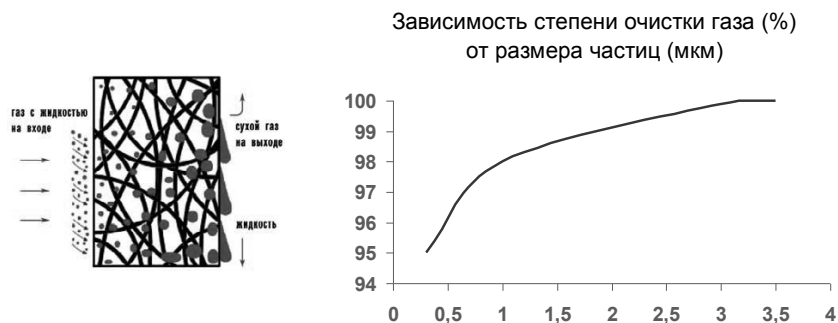


Рис. 5. Секция коалесцирующих фильтроэлементов

Полученные результаты, выводы и обобщения:

При реализации полученного конденсата на производственных объектах ОАО «ТНК-Нижневартовск» путем его закачки в нефтепровод:

- PI<sub>проекта</sub> составит 2,02;
- PVI<sub>проекта</sub> (накопленный дисконтированный поток за 5 лет) составит 112,4 млн руб.;
- DPP<sub>проекта</sub> (срок окупаемости) составит 3 года и 4 месяца.

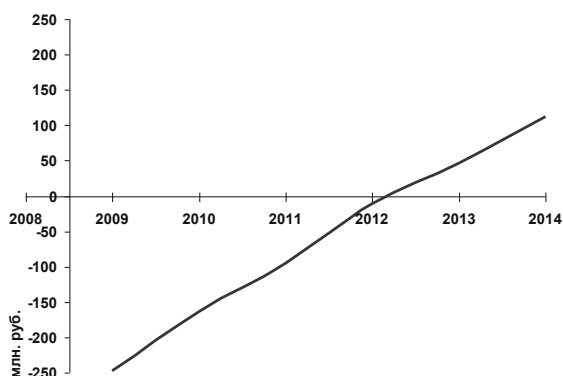


Рис. 6. График доходности проекта

График более наглядно показывает момент окупаемости проекта, очевидно, он настает, когда NPV проекта равно нулю, т.е. возвращены все инвестиции, вложенные в проект.

Верхняя точка кривой соответствует накопленной прибыли проекта в течение 5 лет. По расчетам и данным геологов можно предположить, что проект будет давать прибыль еще 10 лет, пока эксплуатационные затраты не начнут превышать доход от реализации уловленной нефти или пока не произойдет физический износ флотаторов.

При реализации конденсата, полученного с применением фильтров-коа-



лессеров на всех предприятиях ОАО «ТНК-ВР» Нижневартовского района, прибыль компании за 5 лет увеличится на 595 млн рублей, а платежи за загрязнение окружающей среды уменьшатся на 18,4 млн руб. Если внедрить технологию на всех предприятиях ХМАО, то прибыль может увеличиться до 1 млрд 983 млн рублей.

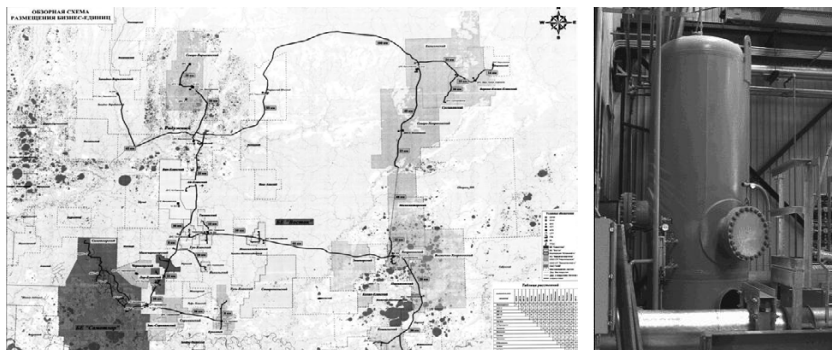


Рис. 7. Расположение лицензионных участков Нижневартовского района

Реализация проекта наноочистки газа на производственных объектах ОАО «ТНК-ВР» позволит сократить теплоту сгорания утилизируемого на факел попутного газа на 23% и снизить выбросы загрязняющих веществ на 14680 тн. в год, что даст возможность внести свой вклад в обеспечение благополучной экологической обстановки в Нижневартовском районе. Процентное уменьшение теплоты сгорания справедливо для всего ХМАО. Уменьшив эмиссию парниковых газов на такой огромной территории сегодня, мы позаботимся о здоровье нации в будущем.

### Практическое применение

Фильтры-коалессеры в связи со своей универсальностью (производительность по газу до 2,5 млн м<sup>3</sup>/сут, рабочее давление от 0,06 до 16 кг/см<sup>2</sup>, температура окружающей среды от — 60 °С до + 90 °С) могут применяться на всех объектах нефтегазодобычи ХМАО-Югры.



Рис. 8. Работа фильтров-коалессеров в различных условиях



Безопасность производства

- отсутствие движущихся узлов и деталей в аппаратах;
- наличие площадок обслуживания на аппаратах;
- отсутствие узлов аппаратов, находящихся под напряжением;
- отсутствие сильнодействующих ядовитых веществ;
- наличие средств оповещения о загазованности.

## **Внедрение инновационных технологий на предприятии ООО «РН — Туапсенефтепродукт» в целях ликвидации нефтяного загрязнения**

*А. С. Чепрасова*

*ООО «РН — Туапсенефтепродукт»*

Загрязнение окружающей среды нефтепродуктами представляет серьезную угрозу для здоровья и качества жизни населения, а также для состояния окружающей среды.

Одной из наиболее серьезных экологических проблем, угрожающих сохранению качества подземных вод, является загрязнение геологической среды нефтепродуктами. Это связано как с широким развитием такого загрязнения, так и большими трудностями его локализации и ликвидации.

Загрязнение подземных вод нефтепродуктами особенно актуально для крупных предприятий нефтекомплекса с многолетним периодом эксплуатации, к числу которых относится ООО «РН–Туапсенефтепродукт». На территории предприятия и прилегающих площадях существует загрязнение подпочвенных скоплений нефтепродуктов, залегающее над уровнем грунтовых вод.

### **Разработка пространственной модели подпочвенных скоплений нефтепродуктов**

Для борьбы с загрязнением подземных вод и защиты реки Туапсе на территории ООО «РН — Туапсенефтепродукт» эксплуатируется защитная дренажная система (ЗДС). Последняя состоит из откачных и нагнетательных скважин.

С целью обработки непрерывного информационного потока, динамично изменяющейся под влиянием естественных и искусственных факторов гидрогеологической обстановки, разработана пространственная модель загрязнителя геологической среды — модель подпочвенных скоплений нефтепродуктов (рис. 1).

Назначение этой обработки данных мониторинга — многофункционально и преследует различные цели: наращивание темпов ликвидации загрязнения; повышение эффективности мониторинга; анализ размеров области загрязнения и объемов оставшихся в линзе нефтепродуктов; оценки эффективности работы ЗДС; обоснование принимаемых оперативных решений по управлению режимом работы дренажных скважин; выполнение прогнозных построений; выявление территории для проектных мероприятий (допол-



нительных откачек нефтепродуктов; промывки грунтов; рекультивации; создания завес; дрен и т.д.).

Заключительным этапом обработки может быть ситуационное моделирование для комплексного обоснования, перечисленных мероприятий, позволяющих снижать негативное воздействие на окружающую природную среду.

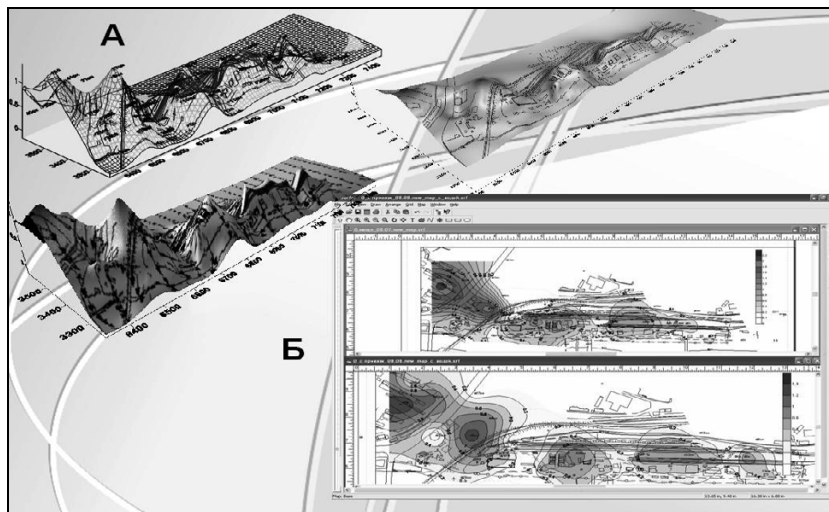


Рис. 1. Модель подпочвенных скоплений нефтепродуктов: объемное (А) и плоское (Б) изображение линзы нефтепродуктов

Многоцелевая обработка материалов электронной базы данных выполнена на основе использования элементов геоинформационных систем.

В основу пространственного моделирования подпочвенных скоплений нефтепродуктов положено совместное пошаговое использование трех программных комплексов, которыми оборудовано рабочее место инженера-гидрогеолога. Это система автоматизированного проектирования AutoCAD, программный комплекс SURFER для пространственной обработки координатно-привязанной информации и табличный процессор Excel из состава стандартного пакета программ Microsoft Office для выполнения оперативных вычислений.

Использование автоматизированной обработки материалов режимных наблюдений позволяет оперативно представлять пространственную конфигурацию области загрязнения в любом произвольно выбранном масштабе. На любой момент времени доступна интегрированная информация о количестве нефтепродуктов на выбранном участке района исследований. Электронная база данных за период с августа 2007 по август 2008 гг. открыта для пополнения и настроена на визуализацию картографической информации, которая выдается на экран и может быть распечатана на принтере в бумажном экземпляре.





## Этапы работы

На первом этапе работы выполняется подготовка исходных данных к визуализации. Формируется набор контрольных точек для создания объемного изображения области загрязнения. Исходные данные из электронной базы извлекаются с применением стандартных средств электронных таблиц Excel. Главным инструментом служит механизм фильтрации данных, позволяющий формировать запросы для отдельных участков исследуемой территории и необходимых моментов времени. Подготовленная выборка в виде отдельного файла, содержащего координаты контрольных точек и значения картируемого показателя, передается для формирования и редактирования изображения в программный комплекс SURFER.

Результаты пространственной интерполяции сохраняются на диске и служат основой для их визуализации в виде карт изолиний или объемных диаграмм (рис. 1 Б).

На втором этапе обработки данных режимных наблюдений построенная пространственная модель области загрязнения экспортируется в программный комплекс AutoCAD для зонирования модели подпочвенных скоплений нефтепродуктов по величине мощности и для подготовки завершающего этапа обработки по расчету площадей загрязнения и объемов нефтепродуктов (рис. 2).

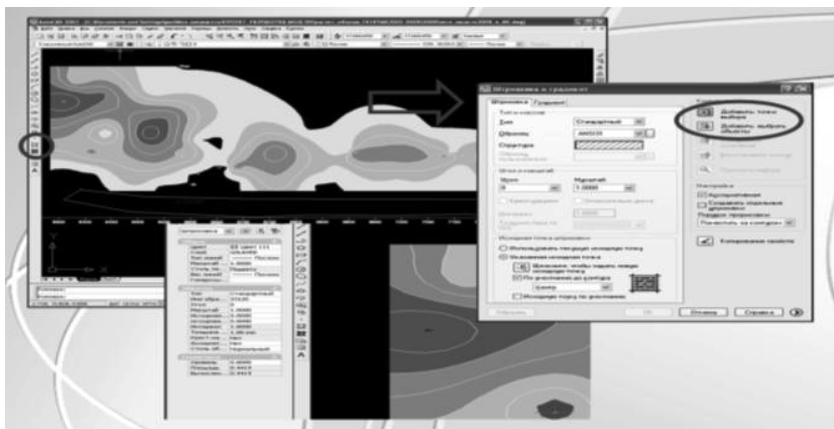


Рис. 2. Зонирование модели подпочвенных скоплений нефтепродуктов в программном комплексе AutoCAD

На третьем этапе обработки структурированные элементы пространственной модели пошагово переносятся в сеточную конечно-разностную структуру электронных таблиц Microsoft Office Excel, где осуществляется полный расчет площадей (площади) загрязнения, частных объемов отдельных зон и полный объем подпочвенных скоплений нефтепродуктов. Выполняется прогноз времени работы дренажной системы до момента полной ликвидации нефтяного загрязнения (рис. 3).

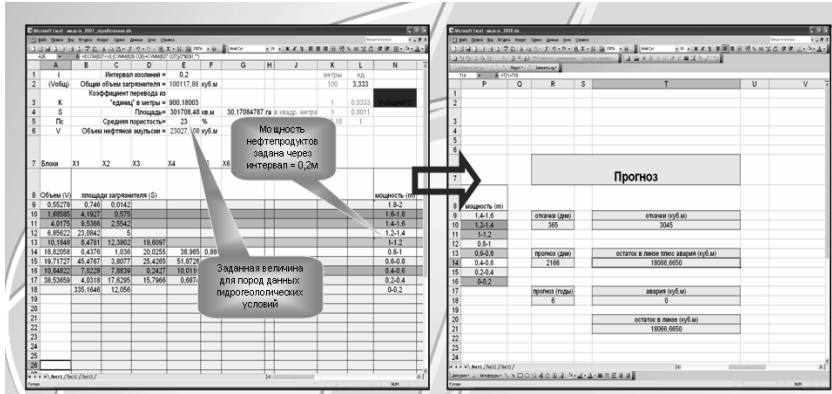


Рис. 3. Сеточная структура электронных таблиц Microsoft Office Excel

### Результаты применения пространственной модели подпочвенных скоплений нефтепродуктов

Опыт использования автоматизированной технологии обработки и визуализации данных системы мониторинга показывает принципиальную возможность использования средств вычислительной техники для оперативного прогноза работы защитной дренажной системы. Контрольные построения выполнены по материалам наблюдения за динамикой линзы нефтепродуктов в течение одного гидрологического года. Результаты обработки показали, что площадь и объем загрязнения в августе 2008 года уменьшились по сравнению с августом 2007 года на 6 га и 5 000 м<sup>3</sup> соответственно.

Оценка прогнозного времени работы защитной дренажной системы показала, что при сохранении гидродинамического режима граничных условий области фильтрации, отсутствии дополнительного поступления нефтяного загрязнения и повсеместном сохранении режима откачки нефтепродуктов с поверхности грунтовых вод на ликвидацию подпочвенных скоплений потребуется 6 лет.

Такой вариант прогноза следует рассматривать как наиболее оптимальный, поскольку он учитывает дополнительную откачку нефтепродуктов на смежных площадях прилегающих предприятий

Наиболее пессимистичный вариант прогноза предполагает, что ликвидация нефтяного загрязнения будет выполняться исключительно силами и на территории предприятия «Туапсенефтепродукт». Прогнозные расчеты показывают, что в этом случае для полной ликвидации загрязнения нефтепродуктов потребуется не менее 30 лет.

Пространственная модель нефтяного загрязнения, работающая в постоянном режиме, наглядно показывает динамичность площади распространения нефтепродуктов и их мощности во времени. Указанные параметры зависят от антропогенных и природных факторов, и могут контролироваться проводимыми и планируемыми мероприятиями экологической направленности.



Разработанная пространственная модель подпочвенных скоплений нефтепродуктов может быть использована и на других предприятиях нефтекомплекса, где существует подобная проблема загрязнения. Модель является вспомогательным звеном в системе природоохранных мероприятий и тесно связана с повышением их мобильности, а также технологической и экономической эффективности.

Оценка экономической эффективности природоохранных мероприятий, выполняемых с использованием пространственной модели, нацеленных на локализацию и ликвидацию последствий загрязнения геологической среды нефтепродуктами, может быть выполнена по методике, несколько отличающейся от тех, которые применяются для оценок прочих инвестиционных проектов. В качестве одной из основных составляющих экономического эффекта рассматривается величина предотвращенного ущерба от загрязнения, которая может быть определена по формуле:

$$Y_{\text{пр}} = [(Y_{\text{пр}}^a + Y_{\text{пр}}^b + Y_{\text{пр}}^n + Y_{\text{пр}}^6) - (Y_{\text{сн}}^a + Y_{\text{сн}}^b + Y_{\text{сн}}^n + Y_{\text{сн}}^6)] \text{ЧК}^{\text{эс}},$$

где  $Y_{\text{пр}}^a$ ,  $Y_{\text{пр}}^b$ ,  $Y_{\text{пр}}^n$ ,  $Y_{\text{пр}}^6$  — оценка в денежной форме величины предотвращенных в результате природоохранной деятельности ущербов;  $Y_{\text{сн}}^a$ ,  $Y_{\text{сн}}^b$ ,  $Y_{\text{сн}}^n$ ,  $Y_{\text{сн}}^6$  — несостоявшийся ущерб за счет снижения объемов выбросов, сбросов, снижения уровня загрязнения почв и сокращения биоресурсов;

$\text{К}^{\text{эс}}$  — корректирующий коэффициент, учитывающий экологическое состояние территории (природно-территориального комплекса), потери экономического качества окружающей среды в результате хозяйственной деятельности в регионе.

Расчет предотвращенного ущерба выполнен для периода реализации природоохранных мероприятий продолжительностью один год. В основу расчета положена прогнозная оценка уменьшения объемов загрязнения нефтепродуктов на 5 000 м<sup>3</sup> и сокращения ее площади на 6 га. В результате общая величина предотвращенного ущерба составила 56 489 960 руб.

Проект реализации природоохранных мероприятий может иметь дополнительную экономию за счет использования, полученных при эксплуатации ЗДС нефтепродуктов в мазутной технологии предприятия. Согласно выполненным расчетам величина экономического эффекта от данного вида работ составляет 5 400 000 руб. за отчетный период. Возможный косвенный положительный эффект от оптимизации работы ЗДС с использованием пространственной модели подпочвенных скоплений нефтепродуктов может быть достигнут за счет снижения налогов и предоставления иных льгот предприятию при отнесении данного проекта к разряду мероприятий по восстановлению водных объектов.

### Заключение

В настоящее время пространственная модель подпочвенных скоплений нефтепродуктов разработана и используется в дежурном режиме при эксплуатации защитной дренажной системы.



## **Проект установки низкотемпературной каталитической изомеризации фракции НК-62 °С Астраханского газоперерабатывающего завода**

*А. Ю. Шпагин*

*Военизированная часть ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Необходимость улучшения качества автомобильных бензинов в России связана с повышением экологических требований к ним. В первую очередь это относится к ограничениям в составе бензинов бензола и суммы ароматических углеводородов. Объём выпуска бензинов с октановым числом 80 пунктов снижается. В России бензина «Регуляр-80» производится больше, чем потребляется, а бензина «Премиум-95» потребляется больше, чем производится на НПЗ.

В высококачественных автомобильных бензинах марок «Регуляр-92», «Премиум-95» и «Супер-98» должно содержаться от 25 до 45 % изопарафиновых углеводородов, которые получают в процессах алкилирования и изомеризации. Добавление их к высокоароматизированным компонентам бензина каталитического крекинга и риформинга позволяет улучшить эксплуатационные свойства указанных бензинов. Поэтому с увеличением производства высокооктановых бензинов необходимо наращивать мощности для производства алкилатов и изомеризатов.

Мировая мощность установок изомеризации бензиновых фракций превышает 50 млн т/год, в то время как в России и СНГ, несмотря на увеличение за последние годы числа установок изомеризации, их суммарная мощность не превышает 4,5 млн т/год и содержание изокомпонентов и алкилата в отечественных бензинах, в среднем, составляет не более 1–2%. Это существенно ниже доли таких компонентов даже в европейских бензинах (10%). В США количество изокомпонентов приближается к 30 % от объёма выпускаемых автобензинов, несмотря на присутствие в составе бензинов до 3,6 % об. оксигенатов.

Астраханский газоперерабатывающий завод производит бензины следующих марок: «Нормаль-80», «Регуляр-92» и «Премиум-95». Для получения товарного бензина на блок приготовления товарных продуктов поступает бутан технический, фракция НК-62 °С и облагороженная на установке каталитического риформинга фракция 62–180 °С. Фракцию НК-62 °С с блока вторичной перегонки направляют непосредственно на блок приготовления товарного бензина. Фракцию 62–180 °С после разделения на блоке вторичной перегонки направляют на установку риформинга. На установке риформинга получают риформат с октановым числом до 98 пунктов, который поступает на блок приготовления товарного бензина для смешения с остальными компонентами.

Проблема заключается в том, что фракция НК-62 °С имеет очень низкое октановое число — 70 пунктов по исследовательскому методу. В момент зажигания искры на электродах свечи в цилиндрах двигателя температура ещё недостаточна для испарения всей порции распылённого топлива, в парах находятся именно легкокипящие бензиновые фракции. А так как октановое число фракции НК-62 °С достаточно низкое то это негативно сказывается на эксплуатационных свойствах бензина в момент холодного пуска, а также на работу



мотора в режиме переходных и мощностных нагрузок. Это особенно заметно на современных моторах с электронной системой управления двигателем.

Вторая проблема в том, что бензин риформинга (облагороженная фракция 62–180°C) состоит, в основном, из ароматических соединений, которые при сгорании образуют опасные токсичные и канцерогенные вещества. Особенно опасно содержание в топливе бензола, результатом окисления которого является, например, бензоальфапирен.

В современных топливах содержание ароматических углеводородов ограничено до 42% мас. (ГОСТ Р51866–2002), а в случае перехода на требования норм ЕВРО-4 допустимое содержание ароматических углеводородов составит не более 30% мас. В этом случае получение бензина с октановым числом 95 пунктов, на Астраханском газоперерабатывающем заводе, будет невозможно.

Для решения этой проблемы необходимо повысить октановое число фракции НК-62°C. Это можно осуществить с помощью дополнительной переработки фракции НК-62°C на установке изомеризации.

Изомеризация — процесс, направленный на повышение октановых характеристик легкокипящих бензиновых фракций. В процессе изомеризации происходит изменение соотношения между парафиновыми углеводородами линейного и изостроения, при котором концентрация последних увеличивается. Соответственно улучшаются октановые характеристики продуктов процесса. Процесс изомеризации позволяет поднимать октановые характеристики на 14–20 пунктов в зависимости от состава сырья и технологии процесса.

В зависимости от температуры проведения реакции существует три типа процесса:

- высокотемпературный (температура процесса 360–420°C);
- среднетемпературный (температура процесса 260–320°C);
- низкотемпературный (температура процесса 100–200°C).

Из всех известных процессов каталитической изомеризации лёгких бензиновых фракций выбрана низкотемпературная изомеризация, так как она имеет следующие преимущества перед другими:

- процесс осуществляется при низких температурах 100–200°C. Такие температуры способствуют более глубокой конверсии линейных углеводородов и образованию более разветвлённых изомеров, т.е. образованию изомеров с более высоким октановым числом;
- низкая температура процесса подавляет реакции крекинга, в результате выход изомеризата составляет до 99% мас.;
- низкие капитальные затраты за счёт применения менее дорогостоящих материалов, из которых изготовлено оборудование;
- снижение эксплуатационных расходов за счёт уменьшения энергетических затрат.

Основой процесса выбран отечественный цирконий-содержащий катализатор СИ-2, разработанный ОАО НПП «Нефтехим». Требования предъявляемые к качеству сырья следующие: содержание серы 1–2 ppm; содержание азота до 1 ppm; содержание воды до 20 ppm. Катализатор восстанавливает свою активность при краткосрочных проскоках воды до 100 ppm и серы до 5 ppm.



Фракция НК-62°С Астраханского газоперерабатывающего завода содержит 31,05% мас. н-пентана. Практикой установлено, что посылать на изомеризацию сырьё с содержанием н-пентана менее 34% мас. нецелесообразно. Для увеличения конверсии н-пентана необходимо извлечь изопентан из сырья блока изомеризации. Для этих целей применяем колонну деизопентанизации.

Катализатор СИ-2 достаточно устойчив к содержанию серы и влаги в сырье. Возможна работа установки без предварительной подготовки сырья, с содержанием серы до 100 ppm, влаги до 30 ppm, при снижении октанового числа на 2 пункта. Содержание серы в фракции НК-62°С Астраханского газоперерабатывающего завода составляет 300 ppm, следовательно необходимо провести подготовку сырья на блоке гидроочистки. Для снижения содержания влаги в гидрогенизате применяем отпарную колонну. Блок-схема установки изомеризации представлена на рис. 1.



Рис. 1. Блок-схема установки низкотемпературной изомеризации фракции НК-62°С

В состав установки входят следующие основные блоки:

- блок гидроочистки (условия процесса: температура в реакторе 280°С, давление 3,0 МПа, объёмная скорость подачи сырья 3 ч<sup>-1</sup>, кратность циркуляции ВСГ 100 нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> сырья);
- блок сепарации и стабилизации гидрогенизата;
- блок деизопентанизации гидрогенизата;
- блок изомеризации (условия процесса: температура в реакторе 120–160°С; давление 2,7 МПа; объёмная скорость подачи сырья 2 ч<sup>-1</sup>; кратность циркуляции ВСГ 700 нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> сырья);
- блок стабилизации изомеризата (условия процесса: температура сырья на входе в колонну 73°С, вверху 59°С и внизу 120°С; давление 0,6 МПа);
- блок смешения изопентановой фракции и стабильного изомеризата.

Размещение установки предусматривается в пределах существующей площадки АГПЗ. Строительство установки изомеризации предполагается без аппаратного объединения с существующими установками. Это позволяет



провести строительство в один этап. Интервал планирования — 1 год, срок реализации строительства 16 месяцев. Срок жизни проекта 10 лет.

При пересчёте валютной части капиталовложений в рублёвый эквивалент использовался следующий курс валюты: 1\$ = 30,2 руб. Первоначальные капиталовложения, необходимые для строительства установки изомеризации, составляют 1114,0 млн руб.

На установке изомеризации не производится конечный продукт. Полученный изомеризат направляется на смешение с бензином риформинга в результате чего получают качественно новые продукты, а значит экономический эффект можно определить, лишь сравнив экономические показатели производства до и после включения установки изомеризации в схему АГПЗ.

Ввод в эксплуатацию установки изомеризации повлияет только на соотношение количества вырабатываемого низко- и высокооктанового бензина. Поэтому при оценке экономического эффекта в качестве продукции, рассмотрим производство бензинов марки «Нормаль-80», «Регуляр-92», «Премиум-95» и «Супер-98». Материальный баланс Астраханского газоперерабатывающего завода по бензинам, до и после ввода в эксплуатацию установки изомеризации, представлен в табл. 1.

Таблица 1

**Материальный баланс Астраханского ГПЗ по бензинам**

Статьи баланса	Вариант без установки изомеризации		Вариант с установкой изомеризации	
	% мас.	тыс. т/год	% мас.	тыс. т/год
<b>Взято:</b>				
Стабильный конденсат	83,42	825,9	83,42	825,9
Широкая фракция лёгких углеводородов	16,58	164,1	16,58	164,1
Итого	100,00	990,0	100,00	990,0
<b>Получено:</b>				
Автобензины,	97,00	960,3	97,05	960,8
в том числе				
Нормаль-80	88,44	875,6	-	-
Регуляр-92	7,92	78,4	-	-
Премиум-95	0,64	6,3	-	-
Нормаль-80	-	-	28,71	284,2
Регуляр-92	-	-	59,83	592,3
Премиум-95	-	-	6,19	61,3
Супер-98	-	-	2,32	23,0
Потери	3,00	29,7	2,95	29,2
Итого	100,00	990,0	100,00	990,0



При оценке капитальных затрат на проект был произведён расчёт единовременных и текущих затрат, энергозатрат, затрат на сырьё, материалы, полуфабрикаты. Сделан расчёт фонда заработной платы. На основе этих расчётов была дана оценка экономической эффективности от реализации проекта.

Проведённые расчёты показали целесообразность вложения инвестиций в строительство установки изомеризации. В результате реализации проекта прибыль увеличилась на 408,0 млн руб. в год. Рентабельность составит 36,7%. Срок окупаемости проекта составляет 5 лет, по истечении 10 лет дисконтированный доход от реализации проекта составит 1003,93 млн руб.

Технико-экономические показатели проектируемой установки изомеризации Астраханского ГПЗ представлены в табл. 2.

Таблица 2

**Технико-экономические показатели установки изомеризации**

Наименование показателя	Единица измерения	Величина показателя
Производительность	т/год	300000
Обслуживающий персонал	чел.	22
Фонд оплаты труда	млн. руб.	7,44
Среднемесячная заработная плата	руб.	28184
Выработка продукции	т/чел.	13451
Себестоимость изомеризата	руб./т	4250,1
Прибыль	млн. руб.	1003,93
Рентабельность	%	36,7

**Обустройство скважин и кустовых площадок  
Энтельской площади Западно-Асомкинского  
месторождения для внедрения систем дистанционного  
управления**

*А. А. Шёкотов*

*ООО «РН-Юганскнефтегаз»*

В связи с удаленностью некоторых объектов существует ряд проблем, осложняющих их нормальную эксплуатацию. Например: расстояние от Энтельской площади Западно-Асомкинского месторождения до ЦДНГ-4, эксплуатирующего данный объект, составляет 20 км. При возникновении какой-либо ситуации, например остановки скважины, оператору ДНГ необходимо преодолеть это расстояние, приступить к сбору информации и основных технологических параметров непосредственно на кустовой площадке, затем





передать все данные технологической службе. Технолог же, в свою очередь, обязан проанализировать полученную информацию, принять решение и дать конкретные указания оператору по ликвидации последствий данной ситуации. На выполнение всех этих операций уходит как минимум один час.

Так как время реакции персонала на какую-либо ситуацию достаточно велико, велики и потери, связанные с простоем оборудования. Кроме того, отсутствие контроля основных технологических параметров не позволяет проводить комплексный и своевременный анализ работы данных объектов, т.е. отсутствует возможность прогнозировать отказ оборудования и заблаговременно принять меры по его предотвращению.

Создание центра удаленного мониторинга и управления позволит решить вышеуказанные проблемы (рис. 1).

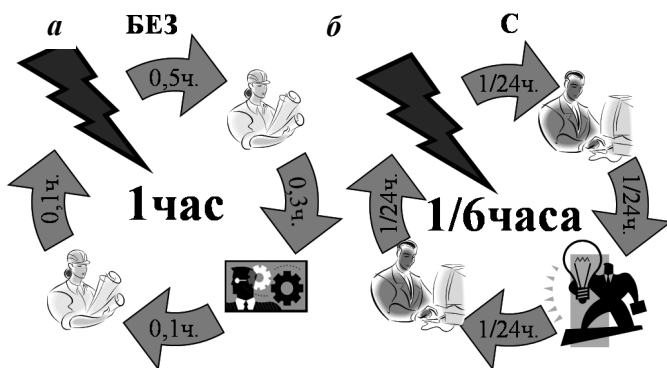


Рис. 1. Затраты времени без использования системы дистанционного управления (а) и с её использованием (б)

Для создания центра удаленного мониторинга и управления необходима некая модернизация оборудования. Так для полной автоматизация процесса эксплуатации объектов необходимо модернизировать оборудование систем обвязки замерных установок и фонтанной арматуры. Для вывода всех основных технологических параметров в систему телеметрии требуется установка специальных датчиков и устройств, а также подключение к данной системе станций управления. Из-за удаленности объектов для обеспечения качественной связи с ними необходимо использовать специальные средства передачи и обработки данных. Предлагается оборудовать эти объекты системами видеонаблюдения для обеспечения безопасности и визуального контроля их работы.

В данном проекте Центр удаленного мониторинга и управления (ЦУиМ) рассматривается как единая сложная система, адаптированная к конкретным условиям.

### Система обвязки замерных установок

Поскольку все скважины Энтельской площади высокодебитные, для них были смонтированы специальные замерные установки с нестандартными си-



стемами обвязки, находящимися на открытом воздухе. В связи с этим при переключении замеряемой скважины в холодное время года приходится использовать передвижную паровую установку (ППУ). Такое переключение проводится 2 раза в неделю, поэтому данные о дебите скважины иногда могут быть недостоверными. Исходя из указанного, некоторые узлы необходимо укомплектовать специальным оборудованием. Обычные механические манометры нужно использовать совместно с преобразователями избыточного давления, а также установить еще несколько дополнительных датчиков давления и температуры на различных участках трубопровода. Следует оборудовать запорную арматуру электроприводами и подключить все эти приборы к единому узлу обработки и передачи данных, полностью автоматизировав таким образом процесс смены замеряемой скважины.

Для обогрева в холодное время года трубопровода и установленного на нем оборудования необходимо использовать специальную греющую термотенту. Данная технология получила широкое применение на объектах ООО «РН-Юганскнефтегаз». В экстренных ситуациях предлагается применять оборудование переносного воздушного обогрева с направленной струей горячего воздуха.

### **Фонтанная арматура**

Для дистанционного контроля основных технологических параметров необходимо оборудовать скважины стационарными эхолотами и преобразователями избыточного давления. Обустройство скважин эхолотами даст возможность вести постоянный контроль, а также, при наличии в эхолоте определенных дополнительных функций, автоматически подбирать оптимальный режим работы скважины и выводить её на заданный режим после остановок.

Так как, работающие в этих скважинах УЭЦН не оборудованы обратными клапанами, для исключения турбинного режима и облегчения пуска УЭЦН следует монтировать на манифольдную задвижку электропривод с дистанционным управлением.

После остановки скважины, если нет проблем, препятствующих запуску УЭЦН, технолог, либо автоматическая система сможет незамедлительно приступить к пуску УЭЦН, не дожидаясь окончания турбинного режима. Это происходит по следующей схеме. Сначала срабатывает электропривод — закрывает манифольдную задвижку, создавая вакуум и прекращая дальнейший слив жидкости из НКТ через ЭЦН. Затем с пониженной частоты запускается УЭЦН и при достижении жидкостью устья скважины (определяется датчиком давления, установленным на буфере скважины) электропривод открывает манифольдную задвижку. После этого с поинтервальным замером динамического уровня и затрубного давления скважина выводится на заданный режим.

### **Частотно-регулируемый привод**

Для контроля электрических технологических параметров работы УЭЦН и показателей глубинных датчиков, а также для дистанционного управления работой УЭЦН необходимо к ЦУМиУ подключить частотно регулируемый преобразователь SpeedStar фирмы Reda, которыми оборудованы данные



скважины. Передача данных может осуществляться по двум интерфейсам: RS-232 и RS-485. В ООО «РН-Юганскнефтегаз», в основном, используется интерфейс RS-485. Данная схема подключения не требует значительных затрат, так как необходима лишь незначительная модернизация уже имеющейся системы телеметрии. Для корректной работы данного частотно-регулируемого преобразователя в системе удаленного мониторинга и управления следует только верно адреса интересующих параметров и функций. Программное обеспечение (ПО) для таких систем также получило широкое применение в ООО «РН-Юганскнефтегаз».

### **Программируемые логические контроллеры**

Для объединения всех устройств, задействованных в данном проекте, в единую систему удаленного мониторинга и управления необходимо использовать программируемые логические контроллеры. Эти контроллеры должны иметь:

- Интерфейс RS-485 для подключения частотно регулируемого преобразователя, глубинных датчиков и других устройств;
- Интерфейс RS-232 для подключения внешних устройств (эхолота, панели оператора) программирования контроллера и отладки пользовательской программы;
- Достаточное количество аналоговых входов и выходов для подключения датчиков и электроприводов;
- USB-порт для подключения стационарного персонального компьютера, который будет установлен непосредственно на объекте для оперативного местного управления системой;
- Возможность подключения к сети через Ethernet для связи с системой АРМ-Технолог;
- Функцию программирования для самостоятельной работы контроллера в определенных условиях по заданным алгоритмам, что позволит создавать интеллектуальные скважины на базе уже имеющегося оборудования.

### **Передача данных с использованием систем широкополосного беспроводного доступа**

Для нормальной работы системы удаленного мониторинга и управления необходимо использовать качественную и надежную связь. Для передачи данных по стандарту WiMax предлагается применять оборудование широкополосного беспроводного доступа, которым в ООО «РН-Юганскнефтегаз» уже обеспечено несколько объектов Приобского месторождения. Оператор данного вида связи — ООО «Ройлком» — реализует проект «Строительство сети беспроводного широкополосного доступа», который охватывает и Энтельскую площадь.

### **Оценка экономической эффективности внедрения данной системы**

Экономическое обоснование эффективности проведено с учетом капитальных вложений на закупку оборудования, проектирование и монтаж,



а также текущих затрат на связь и обслуживание. Выбранное оборудование отличается высокими надежностью и качеством.

Период оценки эффективности проекта принят равным одному году. Накопленный дисконтированный доход рассчитывался с учетом дополнительной добычи нефти и всех возможных рисков. По итогам года он должен составить около 600 тыс. руб., срок окупаемости проекта — около 8.5 месяцев (рис. 2.).

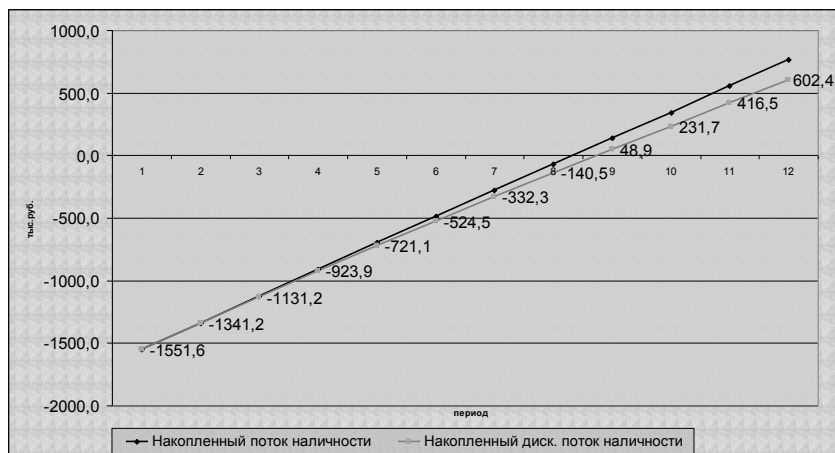


Рис. 2. Планируемый доход от внедрения системы

За три последних года было зафиксировано 19 текущих остановок скважин по аварийным причинам. Потери жидкости составили 902 м<sup>3</sup>, нефти 346 т., общее время простоя — около 5,5ч. С применением данной системы время простоя за 1 год можно было бы сократить до 1ч. Потери по жидкости составили бы 54,5 м<sup>3</sup>, по нефти — 21 т.

## Выводы

Внедрение ЦУМиУ значительно облегчит работу нефтяников, сократит время и затраты на обслуживание удаленных объектов и обеспечит управление ими в режиме реального времени.

Применение программируемых логических контроллеров позволит на базе имеющегося промышленного оборудования создавать интеллектуальные скважины.