



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

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

СБОРНИК

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



МОСКВА
2014

УДК 371.84 (06)
ББК 74.2.Я7
С23

ISBN 978-5-905856-91-4

Сборник работ победителей XXI 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», 2014. — 424 с.

Настоящий Сборник включает работы победителей XXI Конкурса на лучшую молодежную научно-техническую разработку по проблемам топливно-энергетического комплекса.

Конкурс на лучшую молодежную научно-техническую разработку по проблемам топливно-энергетического комплекса (он же Конкурс научно-технических разработок среди молодежи предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса) проводится Общероссийской общественной организацией «Национальная система развития научной, творческой и инновационной деятельности молодежи России «Интеграция» совместно с Министерством энергетики Российской Федерации ежегодно, начиная с 1993 года, на основании распоряжения Правительства Российской Федерации от 28.03.1992 г. № 598-р и Указа Президента Российской Федерации от 06.04.2006 г. № 325 «О мерах государственной поддержки талантливой молодежи».

Итоговая научно-практическая конференция победителей Конкурса с вручением наград Минэнерго России и НС «Интеграция» состоялась в зале Коллегии Министерства энергетики Российской Федерации 15 – 16 мая 2013 года при участии представителей ведущих нефтяных и газовых компаний.

Адрес оргкомитета конференции:

129090, Москва, ул. Шепкина, д. 22
Телефоны: 8(495)374-59-57; 8(917)528-23-47
E-mail: eltek21@mail.ru
Интернет: www.nauka21.com

Редакционная коллегия:

Главный редактор — Обручников А. С.
Автор-составитель — Румянцева Е. А.
Заместитель главного редактора – Мельникова Л.С.

Макет, компьютерная вёрстка — Издательство научной литературы "Ноосфера"

тел. (4842) 54-71-07 E-Mail: Romario@kaluga.ru

Сдано в набор 25.12.2013. Подписано в печать 13.01.2014

Формат 60x90 1/16. Бумага офсетная. объём 26,5 уч.изл., Тираж 250 экз.

Отпечатано в Филиал «Чеховский печатный двор»

ОАО «Первая Образцовая типография», Зак

ISBN 5-905856-91-5



9 785905 856914

© Министерство энергетики РФ, 2014
© НС «Интеграция», 2014

Содержание

Приказ Минэнерго России от 21 марта 2013 г. № 18п	9
Решение об итогах XXI Конкурса на лучшую молодежную научно-техническую разработку по проблемам топливно-энергетического комплекса «ТЭК-2012» от 29.01.2013 г.	15
Краткая справка о XXI Конкурсе на лучшую молодежную разработку по проблемам топливно-энергетического комплекса «ТЭК-2012».	25
Безлюдная технология на Северо-Ханчейской УППГ с использованием программного комплекса управления	26
<i>И. С. Аболенцев (Управление добычи и подготовки газа и конденсата Департамент добычи и переработки газа и конденсата ОАО «НОВАТЭК»)</i>	
Доразведка Еты-Пуровского месторождения и долгосрочные планы ГРП	32
<i>С. А. Андронов (Филиал «Газпромнефть –Муравленко» ОАО «Газпромнефть-ННГ»)</i>	
Перспективы строительства малых и микро ГЭС	39
<i>А. Ф. Арсланов (ОАО «Самотлорнефтегаз»)</i>	
Внедрение модуля анализа баланса материальных потоков в составе АСОДУ ТПП «Лукойл-Усинскнефтегаз»	44
<i>А. В. Бондарев (ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)</i>	
Внедрение современных технологий энергосбережения на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК на примере объектов базы ООО «Энергонефть Томск»	45
<i>И. А. Бортников (ОАО «Томскнефть»ВНК ООО «Энергонефть Томск»)</i>	
Анализ применения гидравлических расширителей и бицентричных долот при строительстве боковых стволов скважин из обсадных колонн Ø139,7 мм на Самотлорском месторождении в 2011 году	51
<i>А. С. Булычев (ОАО «Самотлорнефтегаз»)</i>	
Развитие системы online мониторинга экономической эффективности скважин, подверженных геолого-техническим мероприятиям	54
<i>С. А. Бурмака (ОАО «Самотлорнефтегаз»)</i>	
Организация системы заводнения горизонтальными скважинами на сложнопостроенных коллекторах Самотлорского месторождения	58
<i>Н. С. Бынков (ОАО «ТНК-Нижевартовск»)</i>	
Разработка и перспективы внедрения геолого-математической модели для выбора технологии вторичного вскрытия пластов на месторождениях ОАО «Удмуртнефть»	64
<i>Е. В. Вакатова (ОАО «Удмуртнефть»)</i>	
Автоматизированные испытания систем программно-логического управления технологическими объектами нефтедобывающей отрасли	74
<i>А. А. Валеев (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» в г. Пермь)</i>	
Оптимизация проектных решений по газоснабжению УППМ-40 с экономией товарного осушенного газа и снижением затрат на УКПГ	76
<i>Р. К. Вахитов (ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»)</i>	
Автоматизация расчетов водно-энергетического баланса и технико-экономических показателей ГЭС-15,16 на базе программного комплекса «AquaOnis»	81
<i>Д. Ю. Веремчук (ООО «Газпромэнергохолдинг»; ОАО «ТГК-1» филиал «Кольский» каскад Серебрянских ГЭС)</i>	



Применение плунжер-лифта	86
<i>А.А. Виноградов (ОАО «Нижевартовское нефтегазодобывающее предприятие»)</i>	
Подбор оптимального типа заканчивания скважин с ГРП на основе моделирования системы разработки неоднородного пласта.	93
<i>Т.И. Гатаулин, П.И. Елисеев (ООО «НОВАТЭК НТЦ»)</i> <i>А.А. Лутфуллин (ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»)</i>	
Применение имидазолиниевых соединений для подготовки нефти на НПЗ	98
<i>И.Ю. Голубев, А.В. Сасакин (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»)</i>	
Перспектива восполнения ресурсной базы предприятия с учетом изменения законодательства Российской Федерации	106
<i>А.С. Горбунова (ОАО «ТНК-Нижевартовск»)</i>	
Снижение скорости коррозии стали 20 методом электроактивации коррозионной среды на компрессорных станциях ООО «Газпром трансгаз Уфа»	112
<i>Д.А. Гулин (АЭС Аркауловского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа»)</i>	
Повышение эффективности ремонтно-изоляционных работ двухпакерным оборудованием	117
<i>А.Д. Давлетов (ЗАО «Капитальный ремонт скважин»)</i>	
Автоматизация технологического процесса запуска-приема внутритрубного устройства.	121
<i>К.О. Дерюшев, И.А. Ошепков (ООО «Газпром трансгаз Чайковский»)</i>	
Разработка и внедрение транспортной логистики при планировании бригад бурения и ЗБС на Самотлорском месторождении	126
<i>А.Н. Димитров, В.М. Котова (ОАО «Самотлорнефтегаз»)</i>	
Обоснование заканчивания горизонтальной скважины в газоконденсатном пласте	128
<i>Е.В. Друганова (Департамент геологии, разработки и лицензирования месторождений ОАО «НОВАТЭК»)</i>	
Промывочная система для фитингов	134
<i>Д.В. Душенко (ООО «Газпром добыча Ямбург»)</i>	
Совершенствование системы взаимодействия предприятий ТЭК с учебными заведениями	138
<i>Е.В. Егорова, Н.В. Егорова (НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти» ОАО Газпром)</i>	
Мониторинг распространения разрывных трещин ГРП методами молекулярного анализа.	143
<i>А.В. Ермоловский (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде)</i>	
Рациональное использование попутного нефтяного газа на объектах ООО «Лукойл — Западная Сибирь» с применением мембранных установок	155
<i>А.С. Ефимов (ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь»)</i>	
Оптимизация природоохранной деятельности ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания».	157
<i>С.В. Заседателев (ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»)</i>	
Новое технологическое решение для повышения эффективности добычи нефти по боковым стволам	160
<i>М.Г. Зипир (ТПП «Амалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)</i>	



Отработка технологии производства носителя для катализатора алкилирования на основе цеолита NaY	166
<i>Е. Б. Иванова (ОАО «Ангарский завод катализаторов и органического синтеза»)</i>	
Малотоннажная установка по утилизации ресурсов малых месторождений природного газа	170
<i>С. А. Казиев (ООО «Газпром трансгаз Махачкала»)</i>	
Оценка эффективности и перспективы применения на компрессорных станциях ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» аппаратов воздушного охлаждения масла серии АВО-06–10 с вентиляторами осевыми общего назначения с электронно-коммутируемым электродвигателем ВО-16–280–12,5М с точки зрения экономии топливно-энергетических ресурсов	173
<i>А. А. Карелина (ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»)</i>	
Сокращение вредных выбросов от газоперекачивающих агрегатов	178
<i>А. А. Касьяненко (ОАО «Севернефтегазпром»)</i>	
Перспективы использования комплекса КРУП-1 в филиале ОАО «ОГК-2»-Новочеркасская ГРЭС».	182
<i>Д. А. Кириченко (ООО «Газпромэнергохолдинг» филиал ОАО «ОГК-2»-Новочеркасская ГРЭС)</i>	
Снижение образования отложений на блоке гидроочистки установки ЛЧ-35–11/600	187
<i>С. С. Кирясов (ОАО «Саратовский нефтеперерабатывающий завод»)</i>	
Применение катализаторов депарафинизации нового поколения в процессах получения дизельного топлива Евро и трансформаторного масла ГК.	192
<i>Киселёва Т. П. (ОАО «Ангарский завод катализаторов и органического синтеза»)</i>	
Разработка методики эффективной расстановки операторов-заправщиков на АЗС/К	198
<i>А. Ю. Клеш (ОАО «НК «Роснефть» — Кубаньнефтепродукт»)</i>	
Выбор оптимального процесса переработки бензинов каталитического крекинга с целью получения продукции, отвечающей требованиям Евро-5.	205
<i>Д. В. Лимов, А. С. Напалков (ОАО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод»)</i>	
Расход теплоты при обогреве труб теплоспутниками	213
<i>И. Ю. Колесник (ООО «РН»-УфаНИПИнефть»)</i>	
Внедрение системы мониторинга прохождения очистного устройства	218
<i>Ф. А. Колотов (Малоистокское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»)</i>	
Выбор технологии подготовки газа на примере Нефтекумской УОПГ ООО «РН-Ставропольнефтегаз»	220
<i>А. А. Коршунов (ООО «РН-Ставропольнефтегаз»)</i>	
Технология гидроизомеризации бензолсодержащей фракции с повышением октанового числа	224
<i>И. С. Косырев (ОАО «АНПЗ ВНК», г. Ачинск)</i>	
Автоматизированная система центровки насосных агрегатов	229
<i>А. В. Котельников (ОАО «АНПЗ ВНК», г. Ачинск)</i>	
Исследование и совершенствование управления рекламной деятельностью в организации ООО «КРС СЕРВИС».	238
<i>А. А. Кравцов, Е. А. Кравцов, С. С. Шмыгля (Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ФГБОУ ВПО ТюмГНГУ)</i>	



Инновационный метод поведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах Самотлорского месторождения	242
<i>С. С. Кудря (ОАО «Самотлорнефтегаз»)</i>	
Совершенствование алгоритма подбора скважин-кандидатов для работ по ограничению водопритока с применением методик идентификации источников обводнения	249
<i>Д. А. Кудряшова (Филиал ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» «Центр экспертной поддержки и технического развития «Бизнес-направление «Разведка и добыча» в г. Тюмень)</i>	
Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз»	255
<i>И. Д. Латыпов (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)</i>	
Разработка антисептической пропитки	260
<i>Д. Е. Лисицин, С. С. Климов (ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»)</i>	
Внедрение системы очистки нефтезагрязненных производственных сточных вод колесно-роликового участка в условиях вагонного депо Желдорсервис	265
<i>В. С. Ловейкин (ООО «ЛУКОЙЛ-Транс» ТПП г. Волгоград)</i>	
Создание концептуальной модели пласта Дкт-1 Вахитовского месторождения	269
<i>Е. С. Лопатина (ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)</i>	
Оптимизация системы учета и потребления топливного газа, используемого на производственно-эксплуатационные нужды технологических объектов завода по подготовке конденсата к транспорту ООО «Газпром переработка»(ЗПКТ)	275
<i>К. С. Луговая (НОУ СПО «Новоуренгойский техникум газовой промышленности»)</i>	
Оценка экономической эффективности строительства установки полимеризации пропан-пропиленовой фракции на ОАО «СНПЗ»	280
<i>А. Н. Малолеткова (ОАО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод»)</i>	
Рациональное использование углеводородного конденсата и увеличение выработки ШФЛУ на Белозерном ГПК	288
<i>И. В. Марченко (ООО «Белозерный ГПК»)</i>	
Разработка типовых решений и формирование альбомов чертежей установки и обвязки оборудования КИПиА с последующим внедрением при проектировании	291
<i>О. В. Матвеева, Г. А. Григорчук (ОАО «Самаранефтехимпроект»)</i>	
Усовершенствование элементов обвязки устья скважины на примере обратного клапана	295
<i>А. И. Машук, И. В. Черепанов (ОАО «ТНК-Нягань»)</i>	
Принципы построения единых флюидальных моделей на примере многопластового газоконденсатного месторождения	296
<i>Д. С. Мезенцев (ООО «НОВАТЭК НТЦ»)</i>	
Разработка тампонажных составов на основе микроцемента для проведения ремонтно-изоляционных работ	301
<i>Ю. В. Моисеенко (Филиал ООО «АРГОС-СУМР»)</i>	
Пути решения проблемы снижения содержания бензола в катализаторах риформинга (конверсия бензола или принципиальный процесс гидроизомеризации)	305
<i>О. А. Нечаева (ОАО «Самаранефтехимпроект»)</i>	



Применение минимаксных контрактов в управлении ценовым риском инвестиционных проектов нефтегазовой компании	310
<i>И. М. Никонов (ООО «НИИГазэкономика»)</i>	
Разработка технологии получения оксида пропилена	314
<i>А. А. Овчаров (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднинефтепроект»)</i>	
Разработка и адаптация геоинформационных моделей для планирования развития системы обустройства нефтяных месторождений «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» . . .	320
<i>И. В. Паламарчук, А. Я. Тофан (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)</i>	
Совершенствование учета одоранта в филиале ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород — Пензенское ЛПУ МГ»	323
<i>О. В. Панюхина, А. Ю. Моргунов, О. В. Жильцова, С. Л. Володина (Филиал ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» -Пензенское ЛПУМГ)</i>	
Применение стеклопластикового оборудования в добыче	328
<i>Д. О. Перевошиков (ОАО «Удмуртнефть»)</i>	
Эффективность применения вихревого теплогенератора на Баклановском месторождении ОАО «Оренбургнефть»	332
<i>В. М. Пестов (ОАО «Оренбургнефть»)</i>	
Улучшение экологической обстановки посредством реконструкции нефтеловушки цеха № 2 УТТ и СТ ООО «Газпром добыча Оренбург» и организации поста пропарки емкостей	333
<i>Ю. П. Петрова (УТТ и СТ ООО «Газпром добыча Оренбург»)</i>	
Методология учета прибыли консолидированной группы компаний на примере ОАО «ЛУКОЙЛ»	341
<i>М. М. Петрухина (ООО «ЛУКОЙЛ-УРЦ Волгоград»)</i>	
Определение величины поправки на риск ненадежности участников инвестиционного проекта ОАО «Газпром»	344
<i>Е. А. Плотникова (ООО «Газпром ПХГ»)</i>	
Повышение инновационной активности молодежи (молодых специалистов) ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК»	349
<i>Е. С. Решетов (ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК»)</i>	
Исследование мотивационного профиля и формирование эффективного механизма мотивации молодых работников ООО «Газпром добыча Краснодар»	354
<i>А. Б. Рогозян (ООО «Газпром добыча Краснодар»)</i>	
Трансформация системы планирования и управления эффективностью деятельности предприятия	355
<i>И. Н. Рябченкова (ОАО «Самолорнефтегаз»)</i>	
Обоснование ввода в эксплуатацию ГТЭС на Тобойском месторождении (взамен ДЭС) с целью сокращения операционных расходов по выработке электроэнергии и выполнения нормы использования попутного нефтяного газа . . .	358
<i>А. Н. Сафонов (ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)</i>	
Мобильный лазерный технологический комплекс — инновационный путь в ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов	362
<i>И. А. Сафонов (ООО «Газпром газобезопасность»)</i>	



Проблемы развития творческого потенциала молодежи	369
<i>К. В. Симонова (ОАО «АНПЗ ВНК», г. Ачинск)</i>	
Модернизация системы автоматизации участка праймирования ООО «ЛАНКОР» . .	375
<i>Е. В. Скребов (ООО «ЛАНКОР»)</i>	
Управление карьерой (на примере молодых специалистов)	379
<i>А. С. Смолина (ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»)</i>	
Использование воздушной автоматической нагревательной системы для поддержания рабочей температуры масла в маслобаке двигателя ДГ90Л 2 на резервных ГПУ-16С	386
<i>С. С. Точилин (ООО «Газпром трансгаз Сургут»)</i>	
Внедрение единого урока	390
<i>Д. В. Ходырев (ООО «ТНК-Уват»)</i>	
Выбор и обоснование строительства комплекса переработки гудрона с целью увеличения глубины переработки нефти на ОАО «КНПЗ»	391
<i>И. Н. Цомкало (ОАО «Самаранефтехимпроект»)</i>	
Проблемы выполнения наладочных работ в тепловых сетях с малыми тепловыми нагрузками	396
<i>А. В. Черноскутов (Инженерно-технический центр ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»)</i>	
Оценка эффективности перехода на комплексное обслуживание наземного нефтепромыслового оборудования	397
<i>С. В. Чупрова, А. Ю. Моисеева (ОАО «Самотлорнефтегаз»)</i>	
Внедрение и эксплуатация систем усовершенствованного управления на ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	401
<i>М. В. Шаманин (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»)</i>	
Экономическое обоснование подбора депрессорной присадки для мазута марки М-100 в условиях ОАО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-II»	408
<i>О. М. Шендрик (ООО «ЛУКОЙЛ-Транс»)</i>	
Автоматизированная система сбора и передачи данных с гидрогеологических наблюдательных скважин	411
<i>В. В. Шмырин (Инженерно-технический центр филиал ООО «Газпром трансгаз Краснодар»)</i>	
Снижение скорости коррозии металла промышленных трубопроводов с помощью ингибиторной защиты на объектах «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»	415
<i>Д. Р. Шербина (Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ФГБОУ ВПО ТюмГНГУ)</i>	
Оптимизация деятельности по обращению с отработанными маслами в Восточно-Сибирском филиале ООО «РН-бурение».	418
<i>А. С. Яковлева (Восточно-Сибирский филиал ООО «РН-Бурение»)</i>	



ВЫПИСКА

Министерство энергетики Российской Федерации

(Минэнерго России)

П Р И К А З

« 21 » марта 2013 г.

№ 18п

г. Москва

О награждении работников топливно-энергетического комплекса

За большой личный вклад в развитие научной и инновационной деятельности молодежи по проблемам топливно-энергетического комплекса п р и к а з ы в а ю:

Объявить Благодарность Министерства энергетики Российской Федерации:

Арсланову
Алмазу Фаритовичу

– заместителю начальника отдела
ОАО «Самотлорнефтегаз», Ханты-
Мансийский автономный округ – Югра;

Бурмаку
Сергею Александровичу

– ведущему экономисту
ОАО «Самотлорнефтегаз», Ханты-
Мансийский автономный округ – Югра;

Бынкову
Николаю Сергеевичу

– главному специалисту отдела разработки
месторождений департамента разработки
месторождений ОАО «ТНК-
Нижневартовск», Ханты-Мансийский
автономный округ – Югра;

Вакатовой
Екатерине Валерьевне

– менеджеру по мониторингу систем
заводнения и эффективности ГТМ
ОАО «Удмуртнефть», Удмуртская



Республика;

- Валееву
Артуру Артуровичу
- ведущему инженеру по УСУ ТП отдела эксплуатации автоматизированных систем управления технологическими процессами управления АСУ ТП и КИПиА НГДО филиала ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» в г. Перми, Пермский край;
- Вахитову
Равилу Камилевичу
- оператору дистанционного пульта управления в химическом производстве службы по переработке газа газоконденсатного промысла ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ», Ямало-Ненецкий автономный округ;
- Виноградову
Антону Александровичу
- оператору по добыче нефти и газа ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие», Ханты-Мансийский автономный округ – Югра;
- Голубеву
Ивану Юрьевичу
- инженеру-технологу 1 категории группы топлив исследовательского отдела центральной заводской лаборатории ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», Нижегородская область;
- Горбуновой
Алле Сергеевне
- геологу 1 категории отдела недропользования департамента геологии и недропользования ОАО «ТНК-Нижневартовск», Ханты-Мансийский автономный округ – Югра;
- Дерюшеву
Кириллу Олеговичу
- инженеру 2 категории производственного отдела по эксплуатации компрессорных станций ООО «Газпром трансгаз Чайковский», Пермский край;
- Дущенко
Дмитрию Викторовичу
- слесарю по ремонту технологических установок 4 разряда участка технического обслуживания БТДА линейно-эксплуатационной службы филиала «Газопромисловое управление»



3

ООО «Газпром добыча Ямбург», Ямало-Ненецкий автономный округ;

Ермоловскому
Алексею Владимировичу

- старшему научному сотруднику лаборатории геохимии углеводородов и органического вещества отдела прогнозирования нефтегазоносности и геологоразведочных работ филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» – «ВолгоградНИПИморнефть», Волгоградская область;

Заседателю
Сергею Викторовичу

- начальнику смены цеха № 2 (комплекс глубокой переработки нефти) ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания», Рязанская область;

Касьяненко
Андрею Александровичу

- заместителю главного инженера ОАО «Севернефтегазпром», Тюменская область;

Кириченко
Денису Анатольевичу

- мастеру по ремонту оборудования 1 группы цеха тепловой автоматики и измерений филиала ОАО «ОГК-2» – «Новочеркасская ГРЭС», Ростовская область;

Киселевой
Татьяне Петровне

- ведущему инженеру – технологю центра исследований и контроля ОАО «Ангарский завод катализаторов и органического синтеза», Иркутская область;

Клепу
Александрю Юрьевичу

- ведущему специалисту отдела контрактации, планирования и капитальных вложений ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт», Краснодарский край;

Климову
Дмитрию Владимировичу

- заместителю начальника установки «Азотно-кислородная станция цеха № 17» ОАО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод», Самарская область;



4

- Колотову Федору Анатольевичу – мастеру участка информационных технологий и телемеханики филиала ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» – «Малоистокское линейное производственное управление магистральных газопроводов», Свердловская область;
- Коршунову Алексею Андреевичу – и. о. начальника цеха сбора, подготовки и транспортировки газа ООО «РН-Ставропольнефтегаз», Ставропольский край;
- Косыреву Ивану Сергеевичу – ведущему инженеру-технологу сектора технического развития и рационализации ОАО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании», Красноярский край;
- Котельникову Александру Вячеславовичу – инженеру-механику отдела управления проектами и ведомственной экспертизы проектно-сметной документации ОАО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании», Красноярский край;
- Кудре Семену Сергеевичу – главному специалисту ОАО «Самотлорнефтегаз», Ханты-Мансийский автономный округ – Югра;
- Латыпову Ильясу Дамировичу – эксперту отдела скважинных технологий ООО «РН-УфаНИПИнефть», Республика Башкортостан;
- Лисицину Дмитрию Евгеньевичу – оператору технологических установок 4 разряда установки № 30 – депарафинизация масел масляного и нефтехимического производства ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка», Волгоградская область;
- Матвеевой Ольге Васильевне – инженеру 2 категории отдела электротехники, автоматизации и систем управления ОАО «Самаранефтехимпроект», Самарская область;



- Напалкову
Алексее Сергеевичу
- начальнику комплекса установки получения водорода с блоком КЦА технологического цеха № 15 ОАО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод», Самарская область;
- Ощепкову
Илье Андреевичу
- инженеру-электронику 2 категории центральной производственной лаборатории филиала ООО «Газпром трансгаз Чайковский» – «Инженерно-технический центр», Пермский край;
- Паламарчуку
Ивану Викторовичу
- ведущему специалисту отдела сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» – «КогалымНИПИнефть», Тюменская область;
- Панюхиной
Оксане Викторовне
- заместителю начальника службы бухгалтерского учета филиала ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» – «Пензенское линейное производственное управление магистральных газопроводов», Пензенская область;
- Пестову
Владимиру Михайловичу
- ведущему инженеру отдела по энергосбережению и энергоэффективности производственного департамента ОАО «Оренбургнефть», Оренбургская область;
- Сасакину
Александру Вячеславовичу
- оператору технологических установок 6 разряда установки селективной очистки масел 37/2 производства смазочных масел и нефтебитума ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», Нижегородская область;
- Сафонову
Андрею Николаевичу
- экономисту 1 категории планово-экономического отдела территориально-производственного предприятия «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», Республика Коми;



- Сафонову
Ивану Александровичу – главному специалисту отдела
производственно-технического
обеспечения ООО «Газпром
газобезопасность», Москва;
- Скребову
Евгению Владимировичу – главному специалисту по автоматике
ООО «ЛАНКОР», Ханты-Мансийский
автономный округ – Югра;
- Тофану
Андрею Ярославовичу – инженеру 2 категории отдела сбора,
подготовки и транспорта нефти, газа и
воды филиала ООО «ЛУКОЙЛ-
Инжиниринг» – «КогалымНИПИнефть»,
Тюменская область;
- Точилину
Сергею Сергеевичу – инженеру по ремонту 1 категории
газокомпрессорной службы
Вынгапуровского линейного
производственного управления
магистральных газопроводов
ООО «Газпром трансгаз Сургут», Ханты-
Мансийский автономный округ – Югра;
- Ходыреву
Дмитрию Вячеславовичу – главному специалисту по пожарной
безопасности ООО «ТНК-Уват»,
Тюменская область;
- Шаманину
Михаилу Владимировичу – руководителю группы по внедрению
АРС производственно-диспетчерского
отдела ООО «ЛУКОЙЛ-
Нижегороднефтеоргсинтез»,
Нижегородская область.

Министр

А.В. Новак

ВЕРНО:
Консультант
26.04.2013



О.К. Залогueva



УТВЕРЖДАЮ
Директор Департамента
административной и законопроектной
работы Министерства энергетики
Российской Федерации

В.В.Смирнов

Р Е Ш Е Н И Е

Об итогах XXI Конкурса на лучшую молодежную научно-техническую разработку по проблемам топливно-энергетического комплекса «ТЭК-2012»

«29» января 2013 года

В целях поиска и поддержки талантливой молодежи, создания организационных и экономических условий для раскрытия ее творческих способностей, сохранения и восполнения на этой основе интеллектуального потенциала России, дальнейшей интеграции производства, науки и образования в 2012 году был проведен XXI Конкурс на лучшую молодежную научно-техническую разработку по проблемам топливно-энергетического комплекса «ТЭК-2012».

К участию в конкурсе были допущены молодежные разработки по следующим направлениям:

- ◆ экономика, организация и управление предприятия;
- ◆ энергоэффективность и энергосбережение;
- ◆ экология и природопользование;



- ◆ финансово-хозяйственная деятельность, бухгалтерский учет, аудит, налогообложение;
- ◆ промышленно-геологические исследования;
- ◆ совершенствование технологических процессов;
- ◆ модернизация и ремонт оборудования;
- ◆ совершенствование организации и условий труда, механизация ручного труда;
- ◆ охрана труда и техника безопасности;
- ◆ автоматизированные системы обработки информации и управления;
- ◆ проблемы развития творческого потенциала молодежи и кадрового роста.

Рассмотрев результаты работы по оценке молодежных научно-технических разработок, представленных на конкурс, Конкурсная комиссия **П О С Т А Н О В И Л А** :

Учитывая личный вклад молодых ученых, рационализаторов и изобретателей, направленный на развитие научно-технического прогресса топливно-энергетического комплекса, представить к награждению:

Диплом НС «ИНТЕГРАЦИЯ» и Первая премия в размере 3000 рублей:



1. Промывочная система для фитингов

ООО «Газпром Добыча Ямбург»

Дущенко Дмитрий Викторович, слесарь по ремонту

2. Мобильный лазерный технологический комплекс – инновационный путь в ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов

ООО «Газпром газобезопасность»

Сафонов Иван Александрович, главный специалист

3. Внедрение системы мониторинга прохождения очистного устройства на газопроводах

ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

Филиал Малоистокское ЛПУМГ

Колотов Федор Анатольевич, мастер

4. Разработка и перспективы внедрения геолого-математической модели для выбора технологии вторичного вскрытия пластов на месторождениях ОАО «Удмуртнефть»

ОАО «Удмуртнефть»

Вакатова Екатерина Валерьевна, менеджер по мониторингу системы заводнения и эффективности ГТМ

5. Применение катализаторов депарафинизации нового поколения в процессах получения дизельного топлива ЕВРО и трансформаторного масла

ОАО «Ангарский завод катализаторов и органического синтеза»

Киселёва Татьяна Петровна, ведущий инженер-технолог



6. Автоматизированная система центровки насосных агрегатов

ОАО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании»

Котельников Александр Вячеславович, инженер-конструктор

7. Автоматизированные испытания систем программно-логического управления технологическими объектами нефтедобывающей отрасли

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» в г.Пермь

Валеев Артур Артурович, ведущий инженер

8. Мониторинг распространения разрывных трещин ГРП методами молекулярного анализа

Филиал «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»

Ермоловский Алексей Владимирович, старший научный сотрудник

9. Разработка схемы удаления фенола из легкого масла установки селективной очистки масел 37/2

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»

Голубев Иван Юрьевич, инженер-технолог

Сасакин Александр Вячеславович, начальник установки

10. Организация системы заводнения горизонтальными скважинами на сложнопостроенных коллекторах Самотлорского месторождения

ОАО «ТНК – Нижневартовск»

Бынков Николай Сергеевич, ведущий геолог



11. Применение плунжер-лифта

ОАО «Нижевартовское нефтегазодобывающее предприятие»

Виноградов Антон Александрович, оператор по добыче нефти

12. Новая технология проведения многостадийного ГРП с использованием разрывных муфт в ОАО «Самотлорнефтегаз»

ОАО «Самотлорнефтегаз»

Кудря Семен Сергеевич, главный специалист отдела

13. Оптимизация проектных решений по газоснабжению УПМ-40 с экономией товарного осушенного газа и снижением затрат на УКПГ

ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»

Вахитов Равиль Камилевич, оператор

14. Модернизация системы автоматизации участка праймирования на предприятии ООО «ЛАНКОР»

ООО «ЛАНКОР» г.Лангепас

Скребов Евгений Владимирович, главный специалист по автоматике

*Диплом НС «ИНТЕГРАЦИЯ» и Вторая премия в размере
2500 рублей:*

1. Совершенствование учета одоранта в Филиале ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» - Пензенское ЛПУМГ

Филиал ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» - Пензенское ЛПУМГ

Панюхина Оксана Викторовна, заместитель начальника службы



2. Перспективы использования комплекса КРУП-1 в Филиале ОАО «ОГК-2» - Новочеркасская ГРЭС

Филиал ОАО «ОГК-2» - Новочеркасская ГРЭС

Кириченко Денис Анатольевич, мастер

3. Автоматизация технологического процесса запуска-приема внутритрубного устройства
ООО «Газпром трансгаз Чайковский»

Ощепков Илья Андреевич, инженер-электроник 2 категории

Дерюшев Кирилл Олегович, инженер 2 категории

Шляпников Алексей Александрович, инженер 2 категории

4. Выбор технологии подготовки газа на примере Нефтекумской УОПГ
ООО «РН-Ставропольнефтегаз»

ООО «РН-Ставропольнефтегаз»

Коршунов Алексей Андреевич, заместитель начальника цеха

5. Выбор оптимального процесса переработки бензинов каталитического крекинга с целью получения продукции, отвечающей требованиям Евро-5

ОАО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод»

Напалков Алексей Сергеевич, заместитель начальника установки

Климов Дмитрий Владимирович, заместитель начальника установки

6. Повышение пропускной способности АЗС/К путем эффективной расстановки операторов-заправщиков

ОАО «НК «Роснефть» - Кубаньнефтепродукт»

Клещ Александр Юрьевич, ведущий специалист



7. ГИС УДОМ - геоинформационная система управления данными обустройства месторождения

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г.Тюмени

**Тофан Андрей Ярославович, инженер 2 категории
Паламарчук Иван Викторович, ведущий специалист**

8. Разработка антисептической пропитки

ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»

Лисицин Дмитрий Евгеньевич, оператор технологических установок

9. Перспектива восполнения ресурсной базы предприятия с учетом изменения законодательства РФ

ОАО «ТНК – Нижневартовск»

Горбунова Алла Сергеевна, геолог 1 категории

10. Перспективы строительства малых и микроГЭС на объектах нефтегазодобывающих предприятий

**ОАО «Самотлорнефтегаз»
Арсланов Алмаз Фаритович, заместитель начальника отдела**

11. Внедрение Единого урока, извлеченного из происшествий

ООО «ТНК-Уват»

Ходырев Дмитрий Вячеславович, главный специалист по ПБ, ГО и ЧС

12. Программа для интерпретации азимутальных скважинных измерений методом FMI



ООО «СеверЭнергия»

Кузнецов Алексей Михайлович, специалист

Диплом НС «ИНТЕГРАЦИЯ» и Поощрительная премия в размере 2000 рублей:

1. Снижение скорости коррозии стали 20 методом электроактивации коррозионной среды на компрессорных станциях ООО «Газпром трансгаз Уфа»

ООО «Газпром трансгаз Уфа»

Аркауловское ЛПУМГ

Гулин Денис Адикович, мастер линейно-эксплуатационной службы

2. Воздушная автоматическая нагревательная система для поддержания рабочей температуры масла в маслблоке двигателя ДГ90Л2 на резервных ГПУ -16 С

ООО «Газпром трансгаз Сургут»

Точилин Сергей Сергеевич, инженер по ремонту

3. Исследование области сокращения вредных выбросов с разработкой Системы управления технологическими потерями газа

ОАО «Севернефтегазпром»

Касьяненко Андрей Александрович, заместитель главного инженера

4. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз»

ООО «РН-УфаНИПИнефть»

Латышов Ильяс Дамирович, эксперт



5. Технология гидроизомеризации бензолсодержащей фракции с повышением октанового числа

ОАО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод Восточной нефтяной компании»

Косырев Иван Сергеевич, инженер-технолог

6. Разработка типовых решений и формирование альбомов чертежей установки и обвязки оборудования КИП и А с последующим внедрением при проектировании

ОАО «Самаранефтехимпроект»

Матвеева Ольга Васильевна, инженер 2 категории

7. Внедрение и эксплуатация систем усовершенствованного управления на ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»

Шаманин Михаил Владимирович, ведущий инженер

8. Обоснование ввода в эксплуатацию ГТЭС на Тобойском месторождении (взамен ДЭС) с целью сокращения операционных расходов по выработке электроэнергии и выполнения нормы использования попутного нефтяного газа

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»

Сафонов Андрей Николаевич, экономист 2 категории

9. Оптимизация природоохранной деятельности ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»

ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»

Заседателев Сергей Викторович, начальник смены цеха



10. Эффективность применения вихревого теплогенератора на Баклановском месторождении ОАО «Оренбургнефть»

ОАО «Оренбургнефть»

Пестов Владимир Михайлович, ведущий инженер

11. Развитие системы Online-мониторинга экономической эффективности скважин, подверженных геолого-техническим мероприятиям

ОАО «Самотлорнефтегаз»

Бурмака Сергей Александрович, ведущий экономист

Председатель
НС «ИНТЕГРАЦИЯ»

А.С. Обручников

Начальник отдела по взаимодействию с общественными объединениями
Департамента административной и законопроектной работы Министерства
энергетики Российской Федерации

А.Ю.Чуднов

Безлюдная технология на Северо-Ханчейской УППГ с использованием программного комплекса управления

И. С. Аболенцев

*Управление добычи и подготовки газа и конденсата
Департамент добычи и переработки газа и конденсата
ОАО «НОВАТЭК»*

Согласно стратегии бизнеса ОАО «НОВАТЭК» оптимизация и снижение операционных расходов на производство продукции является одной из основных задач. Остальные предприятия топливно-энергетического комплекса так же определяют данное направление приоритетным.

Небольшие по запасам месторождения с годовой добычей от 1 до 5 млрд.м³ находятся на грани рентабельности или нерентабельны вообще из-за высоких капитальных и эксплуатационных затрат. При традиционном обустройстве месторождений требуется строительство: УКПГ, УДК, вахтовых жилых комплексов, опорных баз промыслов, котельных, систем водоочистки и водоотведения, пожарных постов, полигонов ТБО — что приводит к высоким капитальным, а затем и к высоким эксплуатационным затратам, при этом в недалеком будущем планируется освоение Арктического шельфа.

Требования к обустройству месторождений по принципу безлюдных технологий

Требования:

- высокая технологическая надежность оборудования;
- высокое качество и надежность систем контроля и управления;
- разработка гибких автоматизированных систем (программных комплексов);
- автоматическое обеспечение безаварийности технологических процессов.

Проведя анализ законов в области Промышленной Безопасности, приходим к выводу, что постоянное присутствие обслуживающего персонала законодательно не закреплено, и, в основном, сводится к требованиям общего характера, таким как:

1. Оборудование подлежит периодической проверке в соответствии с утвержденным графиком.
2. Контроль осуществляется в установленном порядке.
3. Сроки осмотров устанавливаются в документации.
4. Во время работы обеспечить периодический Визуальный Измерительный Контроль.



Газопровод до УКПГ ВТСМ

Пройдя предварительную подготовку, газ Северо-Ханчейского и Хадырьяхинского л.у. транспортируется по газопроводу внешнего транспорта (расстояние по прямой — 66,7 км, с учетом рельефа для расчёта принята длина газопровода 70 км) на газовый промысел Восточно-Тарко-салинского месторождения, где окончательно подготавливается до требований СТО Газпром.

Газопровод внешнего транспорта рассчитывался из условий однофазной транспортировки продукции (точка росы газа по влаге минус 5°С — минус 7°С).

Метанолопровод

Для бесперебойной работы УППГ и газосборной сети предусматривается строительство метанолопровода длиной 40 км Ду50 от Юмантыльского месторождения скв Р-925. Метанол по вновь построенному метанолопроводу подается на Северо-Ханчейскую УППГ (в т.ч. на скважины) насосным оборудованием от газоконденсатной УКПГ ВТСМ без строительства буферных и расходных емкостей.

Технологическая схема УППГ

На Северо-Ханчейской УППГ планируется подготовка газа Северо-Ханчейского и Хадырьяхинского лицензионных участков (ПК₁, ПК₂₀¹⁹, АТ⁶) на параллельных технологических нитках разных для каждого лицензионного участка.

Природный газ от газовых скважин по газопроводам шлейфам поступает на технологические нитки низкотемпературной сепарации, где происходит его очистка от механических примесей и капельной жидкости, до точки росы –7°С. Технологическая нитка включает в себя входной сепаратор, из которого газ направляется в теплообменник «газ-газ», где охлаждается встречным потоком газа (после низкотемпературного сепаратора). После теплообменника газ охлаждается за счет редуцирования на клапане регуляторе и подается в сепаратор НТС, затем после коммерческого узла учета смешивается с газом параллельной технологической нитки и подается в газопровод внешнего транспорта до УКПГ ВТСМ (70 км). Выделившаяся в сепараторах пластовая жидкость, накапливается в емкостях-дегазаторах и по мере накопления сжигается на горизонтальной факеле установки.

Штатная численность персонала, обслуживающего объекты месторождения при обустройстве по принципу безлюдных технологий, составит 0 чел. по 0 чел. в заезд и по 0 человек в вахту.

Работа персонала по периодическому осмотру оборудования предполагается один раз в два месяца силами работников Восточно-Тарко-салинского месторождения, доставка будет осуществляться вертолетным транспортом. Для этого потребуются увеличение штатной численности при традиционном методе работы на 6 человек (2 оператора и 2 слесаря КИПиА), при работе 2 в день 2 в ночь (2 человека в отпуске). При стро-



ительстве УППГ с обслуживающим персоналом потребуется 26 единиц штатной численности, таким образом достигается сокращение штатной численности на 20 человек.

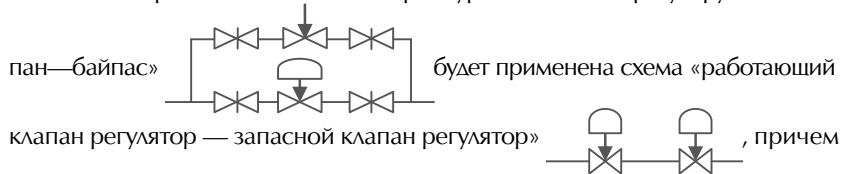
Плановый останов УППГ планируется выполнять один раз в два года для проведения технического освидетельствования сосудов работающих под давлением согласно п.п. 6.3 ПБ 03–576–03 или по необходимости для внепланового осмотра или замены технологического оборудования.

Гидравлические испытания трубопроводов (1 раз в 4 года), замена оборудования и запорно-регулирующей арматуры планируется выполнять во время плановых остановов приуроченных к техническому освидетельствованию сосудов работающих под давлением.

Все оборудование применяется повышенной надежности, так например фонтанная арматура на газовых скважинах должна быть не обслуживаемой т.е. необходимо применить тип запорно-регулирующей арматуры без уплотнительной смазки (BREDA ENERGIA Италия, FMC Technologies).

Трубопроводы с отсепарированной жидкостью выполняются с уклоном в сторону горизонтального факельного устройства.

Вместо традиционной схемы арматурных блоков «регулирующий клапан — байпас»



клапана регуляторы «по жидкости» будут работать в режиме клапана отсекающего, что продлит межремонтный период (замена регулирующего штока).

Схема АСУ ТП

Технологическая связь с УППГ проектируется на базе оптоволоконного кабеля, 70км до УКПГ ВТСМ.

Система АСУ ТП может быть выполнена на базе контроллеров, уже используемых фирмой «Вымпел» в системе энергоснабжения.

Средства измерений выбираются с малым энергопотреблением, например, для измерения углеводородных сред возможно применение накладных ультразвуковых расходомеров.

В диспетчерской сеноманской УКПГ Восточно-Таркосалинского месторождения будет оборудовано дополнительное автоматизированное рабочее место для периодического контроля за Северо-Ханчейской УППГ на котором выведено:

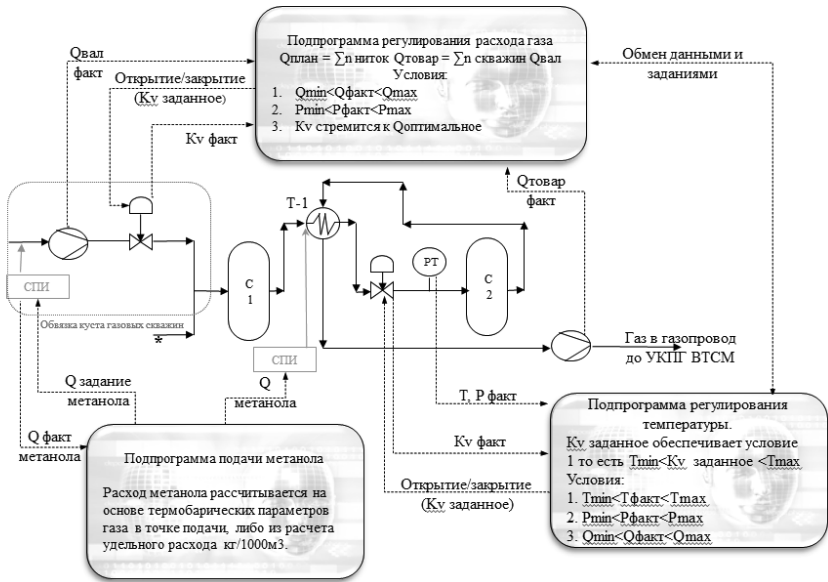
- цифровое видеонаблюдение для обеспечения визуального контроля за технологическим оборудованием и охраняемым периметром (ГФУ в том числе);
- технологические параметры с использованием удаленного дистанционного управления;
- технологические уставки (min/max) программного комплекса автоматического регулирования и системы противоаварийной защиты;
- данные системы газо- и пожарообнаружения.



Программный комплекс управления

Задачей программного комплекса управления технологическим процессом добычи и промышленной подготовки газа является обеспечение подачи газа в газопровод с заданным количеством и качеством, при этом постоянный контроль обслуживающего персонала не требуется, только в случае сработки технологической или аварийной сигнализации.

Задача решается средствами АСУ ТП УППГ с использованием подпрограмм управления которые являются составными частями программного комплекса автоматического управления подготовкой газа.



Подпрограмма регулирования расхода газа

Плановое задание товарного газа разделяется на технологические нитки (или сразу задается расход на каждую нитку, если это требуется), затем товарный расход распределяется на скважины и пересчитывается на валовую добычу, при этом проверяется условие $Q_{скв \text{ min}} < Q_{скв \text{ вал}} < Q_{скв \text{ max}}$. Валовая добыча каждой скважины пересчитывается на K_v клапана регулятора (требуемая степень открытия), после чего выдается задание клапанам регуляторов на скважинах на открытие или закрытие при постоянном контроле условия $P_{мин} < P_{факт} < P_{макс}$. Изменение расхода газа на скважинах меняет давление и температуру НТС.

Подпрограмма регулирования температуры

Подпрограмма постоянно контролирует условия $T_{мин} < T_{факт} < T_{макс}$; $P_{мин} < P_{факт} < P_{макс}$ при изменении параметра, выходящего за установ-



ленные минимальные и максимальные параметры, программа рассчитывает K_v (требуемую степень открытия) и выдает задание клапану регулятору перед С-2

Клапан регулятор будет поддерживать температуру газа в низкотемпературном сепараторе путем постепенного открытия или закрытия в диапазоне заданной температуры $\min (-5)^\circ\text{C} / \max (-7)^\circ\text{C}$ в зависимости от значений давления в газопроводе внешнего транспорта и требуемого расхода.

Также потребуются аналогичные подпрограммы:

- Подпрограмма поддержания давления в газосборной сети;
- Подпрограмма поддержания уровня жидкости в емкости-дегазаторе (дискретное регулирование);
- Подпрограмма подачи метанола.

Автономные источники энергоснабжения

Электроснабжение кустов скважин для организации передачи параметров работы и аварийной остановки скважин осуществляется от источников автономного электроснабжения (ветрогенератор + солнечная батарея).

Электроэнергия на УППГ будет использоваться для:

- обеспечения приводов запорно-регулирующей арматуры;
- приборов КИПиА, средств АСУТП, систем связи и сигнализации;
- для розжига факельной системы;
- для привода насосов циркуляции теплоносителя;
- для освещения в период посещения УППГ персоналом.

Потребители электроэнергии разделяются на 2 группы:

Потребители постоянные: приборы КИПиА, средства связи, средства АСУТП, насосы циркуляции теплоносителя или греющий кабель (+10 кВт). Суммарная мощность их составляет около 3кВт (+10 кВт электрообогрев).

Потребители периодического включения: электропривод арматуры, розжиг факельной системы, освещение. Их мощность так же в пределах 3 кВт.

Для генерации электроэнергии 6кВт возможно применение энергогенератора «Ormat» Израиль (наработка на отказ 30 000 часов — 3,5года) или микротурбины «Capstone» США (кап. ремонт через 7 лет, ТО один раз в 1 год), при схеме 1рабочий + 1 резервный.

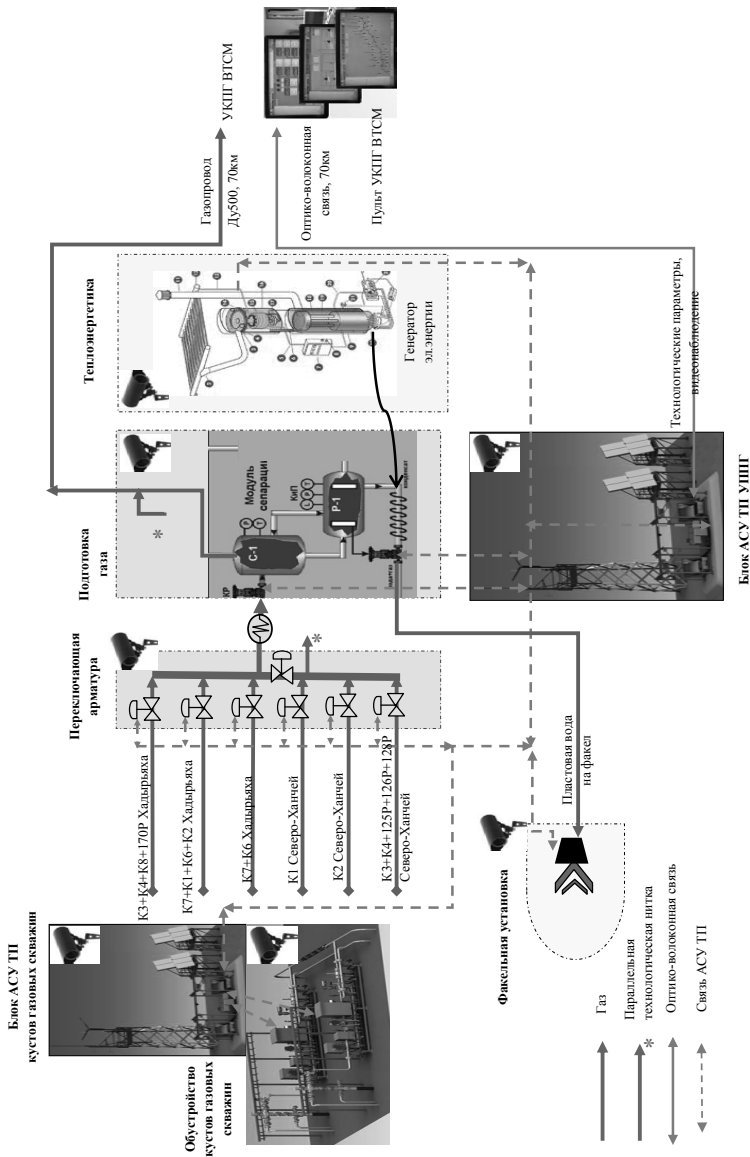
Техническое обслуживание энергогенератора «Ormat» заключается в ежегодной проверке и очистке горелки и пластин конденсатора, которая будет осуществляться без останова промысла, так как работа энергогенераторов осуществляется по схеме 1рабочий + 1 резервный.

Наружное освещение территории будет выполнена из энергосберегающих прожекторов с повышенной светоотдачей.

В основном электроэнергия на УППГ расходуется на работу миникотельной с циркуляционными насосами теплоносителя (обогрев трубопроводов отсепарированной жидкости). Для уменьшения капитальных затрат и повышения надежности УППГ возможен вариант, при котором вместо котельной — используются печь огневого подогрева или греющий электрокабель, при этом ветрогенераторы и солнечные батареи работают на маломощных потребителях (приборы КИПиА, средства связи, средства АСУТП, электроприводы арматуры, розжиг факельной системы, освещение).



Технологическая схема





Оценка экономической эффективности

Экономия капитальных затрат при обустройстве по принципу безлюдных технологий составит 1078 млн руб.

Применение безлюдных технологий предпочтительней по чистому дисконтированному потоку с учетом инфляции NPV выше на **889** млн рублей, кроме того внутренняя норма доходности больше на **2,3 %** и срок окупаемости меньше на **2 месяца**.

Охрана труда и промышленная безопасность, охрана окружающей среды

Исключен человеческий фактор ошибки, что значительно повышает уровень промышленной безопасности. Уменьшено вредное воздействие на окружающую среду, так как отсутствуют бытовые отходы (полигоны ТБО) и хозяйственно-бытовые стоки.

Практическое применение

Данный проект принят к реализации, в настоящее время ведется проектирование, в дальнейшем предполагается тиражирование данного проекта при обустройстве новых месторождений.

Доразведка Еты-Пуровского месторождения и долгосрочные планы ГРП

С. А. Андронов

Филиал «Газпромнефть – Муравленко»

ОАО «Газпромнефть-ННГ»

Одним из самых больших геологических потенциалов Филиала «Газпромнефть-Муравленко» является Еты-Пуровское месторождение, которое открыто в 1971 г. как газовое. В 1982 г. получен первый приток нефти из юрских отложений. Месторождение введено в пробную эксплуатацию в 2003 г.

На Еты-Пуровском месторождении залежи нефти и газа сосредоточены на двух куполах — Северном и Южном. Основной объект разработки это пласт юрского возраста Ю1–1.

По состоянию на 1 янв 2012г НИЗ=10 237тыс.тн. Накопленная добыча 5261 тыс тн, ТИЗ 4976 тыс тн.

По некоторым участкам уже достигнут проектный КИН, но добыча продолжается, что является подтверждением применения не до конца уточненных подсчетных параметров в определении объемов запасов УВС.

На сегодняшний момент, Еты-Пуровское месторождение является основным драйвером притока эффективных запасов УВС предприятия «Газпромнефть-Муравленко».

Активные геолого-разведочные работы выполняются с 2007 г. и их темп сохраняется по настоящее время. Не смотря на относительно не-



большие, уже разведанные объемы запасов, потенциальные ресурсы месторождения очень велики.

Доразведка Еты-Пуровского месторождения

На рис. 1 представлена динамика бурения поисково-разведочных скважин Филиала «Газпромнефть-Муравленко», начиная с 2007 г. в сравнении с объемом годовой добычи и приростом запасов по направлению ГРП (без пересчета запасов и КИН).

Начиная с 2013 г. по предприятию прогнозируем стабилизацию уровня добычи нефти на значении 8,5 млн.тн. Безусловно, это должно обеспечиваться соответствующим приростом запасов нефти.

В 2009–2010г по предприятию закончилось масштабное разбуривание восточной части Сугмутского месторождения, Северо-Янгтинского, Суторминского месторождений.

Но перспектива зависит от программы ГРП. Только успешное выполнение геологической программы, при сохранении темпов и объемов геологических работ, поможет предприятию обеспечить прогнозируемые уровни добычи нефти.

Геологические работы ведутся в рамках подготовленного и защищенного «Проекта доразведки Еты-Пуровского месторождения», основные предпосылки которого — это сейсмика в объёме 720 кв.км., бурение 22 поисково-оценочных и разведочных скважин, суммарная проходка по которым составит 68 400 м.

Ожидаемый прирост запасов нефти по категории С1–21.7 млн.т, С2–10.5 млн.т. Данный проект уже доказал свою эффективность.

Промышленные испытания

На сегодняшний день, начиная с 2009г, было построено 12 поисково-оценочных скважин. По 7 скважинам получены промышленные притоки нефти. Результаты испытаний представлены в таблице.

По 5 скважинам промышленных притоков нефти не получено (250ПО; 253ПО; 255ПО; 259ПО; 260ПО).

Следовательно, эффективность работ ПРБ на объекты юрского возраста составляет 60 %

Сейсморазведочные работы

Основа буровых работ — сейсморазведочные работы, которые являются основой для картирования перспективных районов. В 2011 г. была произведена Обработка и комплексная интерпретация геолого-геофизических данных сейсмики 3D.

Для создания сейсмогеологической модели все сейсморазведочные работы 3D, выполненные на Еты-Пуровском ЛУ и западной части Валын-тойского ЛУ, объединены в единый массив данных.

В проект включены 6 сейсмических кубов, обработанных по единому графу:

- переобработанные материалы 4 сейсмических кубов — в объеме 836 кв.км, Еты-Пуровского ЛУ;



- куб 3D в объеме 380 кв.км Вальнтойского месторождения;
- куб 3D в объеме 456 кв.км северо-восточной части Еты-Пуровского АУ.1672 кв.км В 11 скв. были проведены работы ВСП.

Модель формирования Еты-Пуровского месторождения

Еты-Пуровское месторождение сложно построенное, многопластовое, с большим этажом нефтегазоносности от сеномана до юры, значительной протяженности по площади, имеет блоковое строение с существенной тектонической раздробленностью и, как следствие, сложно построенные структурные планы.

С целью изучения условий формирования месторождения, содержащего крупные запасы нефти, газа и газоконденсата, а также включающего в себя крупную газовую залежь в сеномане, были проведены региональные палеотектонические реконструкции с привлечением окружающих территорий северной части Ярайнерской, западной части Стахановской и Вальнтойской площадей.

История развития изученной территории представляется как длительный и устойчивый процесс погружения земной коры Северного участка (Еты-пуровская площадь) на фоне прерывисто-унаследованного развития древнего (доюрского заложения) палеоподнятий на юге (Ярайнерская) и юго-востоке (Стахановская площадь).

В процессе формирования мезозойско-кайнозойского осадочного чехла территория исследований испытала существенные перестройки структурного плана.

Основные события, приведшие к росту палеоподнятий Еты-Пуровского вала и окончательному формированию современного структурного плана продуктивных горизонтов произошли в позднекайнозойское время.

Формирование залежей УВ.

По данным палеотектонического и палеогеоморфологического анализа длительное время на изучаемой территории не было ловушек, которые могли бы обеспечить накопление объема нефти, соответствующего современному месторождению. Ловушка образовалась к концу сеноманского времени на месте современного Стахановского поднятия.

Наиболее вероятно, что в ней накопилась нефтяная залежь. Позднее, в результате неотектонических подвижек антиклинальная структура наклонилась в восточном направлении и превратилась в структурную террасу. При этом нефть начала мигрировать в западном и северо-западном направлении. Горизонтальные сдвиги фундамента привели к дроблению залежей на блоки. В результате сформировалась модель современного состояния месторождения.

Сдвиги фундамента имеют важное структуроконтролирующее значение, влияя на направление и интенсивность трещиноватости пород, на свойства коллекторов и покрышек УВ, на проницаемость и характер стратиграфического распределения УВ в разрезе осадочного чехла и фундамента, контролируют насыщение пластов и продуктивность скважин. Месторождения УВ, осложненные сдвигами, отличаются сквозным



насыщением разреза и сложным многопластовым строением. По результатам палеотектонического анализа на изучаемой территории установлено, что геологические события, оказавшие решающую роль на формирование структурного плана локальных поднятий, развитие и геометрию резервуаров, ловушек и залежей нефти и газа произошли в позднекайнозойское время геологически мгновенно.

Низкая палеотектоническая активность развития юрско-меловых горизонтов на всем протяжении геологического времени от ранней юры до позднего мела и отсутствие признаков роста ряда палеоподнятий за это время свидетельствуют о том, что изгиб пластов осадочного чехла и формирование пликвативной складчатости происходили одновременно после накопления всей толщи юрско-меловых отложений в условиях интенсивных горизонтальных сдвигов фундамента.

Структуры горизонтального сдвига формируются благодаря и во время сдвиговых деформаций и возраст структурообразования и разрывных дислокаций синхронны. Независимо от возраста основания, горизонтальные сдвиги фундамента являются деформациями новейшего тектонического этапа развития структур.

Для многих залежей УВ в доновейшее время не существовало замкнутых поднятий, а объемы палеоловушек составляли от десятой до трети объема современных гигантских ловушек сеноманских залежей газа. Наличие современных крупных залежей свидетельствует о вертикальной проницаемости разреза при километровых восходящих новейших деформациях земной коры и стометровых амплитудах формирующихся при этом разломов в пределах пронизывающих весь чехол месторождений, дегазацию недр, формирование и разрушение (перестроение) залежей УВ. Известно, что при оживлении разломов вертикальная проницаемость разреза увеличивается на три порядка, а трещины увеличивают проницаемость пластов (за счет трещинной проницаемости) на 10 порядков.

Кулисное строение оперяющих разломов

Еты-Пуровское месторождение является классическим примером сдвиговых дислокаций в Западной Сибири. Еты-Пуровский вал осложнен системой горизонтальных сдвигов фундамента северо-западного простирания (правый сдвиг) на северном куполе и северо-восточного простирания (левые сдвиги) в пределах Южного купола. Вторичные структуры разрушения или линейные системы кулисообразных сбросов в диагональных системах горизонтальных сдвигов фундамента четко выделяются на картах углов наклона на различных глубинных срезах от кровли верхнего мела до кровли верхней юры. Сверху вниз к фундаменту кулисы складываются как веер в плоскость сдвига. Горизонтальные сдвиги фундамента не имеют прямого структурного выражения в осадочном чехле в виде линейных физических поверхностей разрыва и смещения пластов. Виртуально они выражаются в чехле через вторичные структуры разрушения, которые образуются в результате горизонтальных сдвигов в вертикальной плоскости разломов фундамента.

Сейсмический образ сдвиговых дислокаций представляет собой оперяющие кулисы сдвигов фундамента и в поперечном сечении образуют



пучок субпараллельных, сходящихся к основанию разломов. Их плоскости в проекции оси схождения фиксируют источник разрывообразования, прогнозируемый по сейсморазведке 3D ниже кровли фундамента. По данным сейсморазведки 3D проседание блоков по системе сбросов фиксируется повсеместно в сводах структур Пур-Тазовской синеклизы в интервале от кровли фундамента до различных, включая самые верхние, горизонтов осадочного чехла. Стратиграфический диапазон, охваченный структурами вторичного обрушения сводов и формированием наложенных грабен-прогибов в пределах шовных зон сдвигов, совпадает с моментом разрыва структур оперяющими кулисами и является функцией интенсивности деформаций горизонтального сдвига. Сложные комбинации грабен-горстовых структур отражают неоднородность напряженно-деформированного состояния земной коры и идентифицируют чередование по площади и разрезу зон сжатия и растяжения горных пород.

Особенностью строения локальных блоковых поднятий юрского комплекса Еты-Пуровской площади является их группирование в системы кулис по разные стороны вдоль шовных зон сдвигов фундамента. При этом сам сдвиг по фундаменту физически как плоскость смещения горных пород в осадочный чехол не проникает.

На Еты-Пуровском месторождении с целью доразведки верхнеюрских пластов метод палеотектонических реконструкций сводился к локализации палеоструктур на картах изопакит меловых отложений Δh (Б-С) и сопоставлении полученных данных с современным структурным планом верхнеюрского продуктивного горизонта Ю₁.

Анализ нефтеносности показал, что все скважины дающие продукт по юрским горизонтам пробуренны в пределах локальных присдвиговых блоках шовной зоны сдвигов Еты-Пуровского и Вальинтойского месторождений и контролируются контурами палеоподнятий. Промышленные притоки достигают $Q_H = 700.0$ т/сут, $Q_G = 491.8$ тыс.м³/сут. За пределами палеоподнятий, даже при оптимальной современном гипсометрическом положении скважин, разрез пласта Ю₁ водонасыщен.

Это позволило сделать прогноз о перспективности аналогичных, но не разбуренных территорий. В 2009 г. на основании выявленной закономерности в центральной зоне месторождения на выделенных потенциальных ловушках были пробурены поисковые скважины, давшие положительные результаты при испытании пласта Ю₁¹, дебиты нефти составили до 170м³/сут. Скважины переданы в эксплуатационный фонд.

Таким образом, применение метода палеотектонического анализа в присдвиговых зонах Западной Сибири позволяют увеличить ресурсную базу месторождений.

Сейсмофациальный анализ

Цель сейсмофациального анализа — восстановление обстановки осадконакопления и прогноз литофаций по данным сейсморазведки. Сейсмофациальный анализ проводился в модуле SeisFacies™ компании Paradigm. Карты и блоки сейсмофаций рассчитаны по технологии нейронной сети (Neural Network Technology — NNT). NNT — процесс на основе искусственного интеллекта, который ищет повторяющиеся формы



трасс и создает набор типичных моделей, являющихся репрезентативными для всего набора данных.

Сейсмическая фашиальная единица (сейсмофация) объединяет группу отражений, характеризующихся схожим набором параметров: конфигурация, непрерывность, амплитуда, частота и т.д.

Конфигурация отражений тесно связана с характеристиками напластования, непрерывность отражений — с непрерывностью пластов, амплитуда показывает соотношение плотности и скорости, частота зависит от мощности пластов и т.д.

Прямой корреляции между определенным типом рисунка волновой картины и литологическим составом пород не существует. Однако, анализ изменяющихся характеристик отражений в комплексе со всеми имеющимися данными, в первую очередь данными ГИС, керна, опробований, а в случае отсутствия скважин — априорной геологической информации о районе работ, позволяют сделать предположения об условиях осадко-накопления и получить приемлемые оценки геологии.

Сейсмофациальный анализ в данном случае использовался для подтверждения количественного прогноза коллекторских свойств, выполненного на основании выявленных зависимостей между значениями атрибутов и ФЕС в точках скважин.

Результаты сейсмофациального анализа использовались для:

- прогноза границ распространения геологических объектов,
- выделения перспективных зон для дальнейшего бурения,
- оценки геологического риска,
- систематизации целевых объектов по перспективности.

На основе сейсмофациального анализа были выделены палеорусл дельты.

На основе применяемого анализа были построены: карта по кровле коллектора и прогнозные карты пористости и проницаемости. На картах отчетливо видно поднятие структур и увеличение проницаемости в зонах разломов.

Методика выделения перспективных ловушек

Учитывая не достижение 100% успешности ГРП на Еты-Пуровском месторождении, в период 2010–2011 гг. началось применение нового способа интерпретации сейсмических данных и формирование прогноза наличия перспективных зон. Вместе с методом одного отражающего горизонта, опробована технология прогнозирования перспективных зон разуплотнения на основе коэффициента аномальности Рпл.

Метод локальных составляющих построена на основе палеогеоморфологического тренд-анализа сводится к получению палеоповерхности верхнеюрского комплекса Ю₁ на время накопления позднего мела и локализации палеоподнятий. Для усиления локальной составляющей использовалась пространственная фильтрация грида изопакит методом вычитания региональной составляющей, которая получена трансформацией или преобразованием грида простейшим сглаживанием с выбором оптимальной сетки и учетом общей региональной тенденцией погружения поверхности.



Карта рисков по локальным составляющим построена с учетом градации палеоповерхности, т.е. минимальные риски связаны с максимально палеоприподнятыми участками и увеличиваются с погружением поверхности.

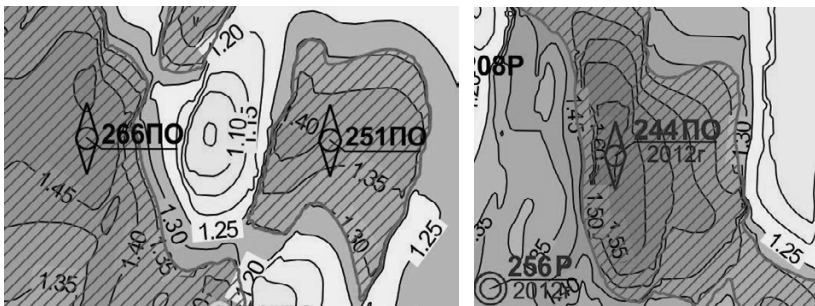
Карта коэффициента аномальности пластового давления получена на основе моделирования инверсии и расчета прогнозных пластовых давлений с учетом скважинных данных и рассчитанной карты фактических геостатических давлений исходя из современной гипсометрии поверхности пласта Ю₁. Построение самой карты коэффициента аномальности пластового давления сводится к делению гридов прогнозных пластовых давлений на расчетные геостатические давления.

Карта рисков по коэффициенту аномальности пластового давления построена исходя из представлений о том, что повышенные значения коэффициента (зоны максимальных АВПД) обеспечивают большую подвижность УВ и высокую продуктивность скважин. Т.о. максимальные значения коэффициента соответствуют минимальным рискам (в данном случае градация до $K_a=1,3$), увеличение риска происходит с уменьшением значений коэффициента.

Проанализировав обоснования заложения и результаты построенных скважин ГРП, можно сделать вывод, что расположение ранее пробуренных скважин, с небольшими притоками нефти, выбрано не в самых оптимальных районах.

Но интегрирование двух методик позволяет снизить риски поисково-бурения и выделить перспективные ловушки.

Анализ применения двух методик успешно опробован в центральной зоне (скв.245ПО, 246ПО по ЛОК) и на северном куполе (скв.251ПО, 266ПО открыли новые залежи при интегрировании методов). Хотелось бы отметить поисково-оценочную скв. № 244, пробуренную в 2012 г., K_a которой равен 1,55. По результатам испытаний получен фонтанирующий приток безводной нефти. Дебитом 374м³/сут.



Методика выделения перспективных ловушек, пласт Ю1-1.

Выводы и рекомендации

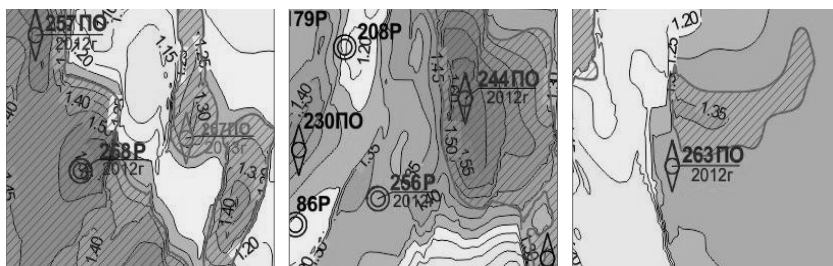
В ходе данной работы были выделены наиболее перспективные районы для поисково-разведочного бурения.



Произведена приоритезация предлагаемой схемы разбуривания месторождения геологоразведочными скважинами до 2015 г. Скважины, рекомендуемые к бурению в следующем году, находятся на самых высоких отметках, по ним ожидается максимальная нефтенасыщенная мощность по пласту Ю1–1, следовательно — максимальный прирост запасов УВС.

2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
256Р	252ПО	261Р	267ПО
244ПО	261ПО		247ПО
263ПО	264ПО		236ПО
257ПО	265ПО		
268Р			

Забои 3 скважин: 267ПО, 256Р, 263ПО, планируемых к бурению по проекту доразведки необходимо перенести в более благоприятные, с геологической точки зрения, районы.



Перенос забоев проектных скважин

Перспективы строительства малых и микро ГЭС

А. Ф. Арсланов

ОАО «Самотлорнефтегаз»

Непрерывно растущие тарифы на электроэнергию заставляют сегодня предприятия разных отраслей промышленности задуматься о собственной генерации электроэнергии, т.е. о том, каким образом они могут стать независимыми от непрерывно растущей цены на электроэнергию, а также каким образом можно обеспечить себя собственной электроэнергией.

Данный вопрос наиболее актуален и в нефтегазовой промышленности, где затраты на электроэнергию составляют порядка 45% от общего количества всех затрат. По ОАО «Самотлорнефтегаз» затраты на электроэнергию в 2012 г. составили приблизительно 332 млн.\$.

Специалисты и эксперты широко обсуждают проекты по собственной генерации электроэнергии на попутном нефтяном газе, т.е. строительство газотурбинных станций. Однако технология производства электроэнергии на попутном нефтяном газе имеет ряд недостатков.



В данном проекте предлагается обратить внимание на другой альтернативный источник энергии.

Рассматриваются вопросы строительства малых и микро-гидроэлектростанций на производственных площадках Самотлорского месторождения. Источником энергии для гидроэлектростанции будет являться подтоварная вода, непрерывно циркулирующая в трубопроводной системе поддержания пластового давления.

Технология собственной генерации электроэнергии на подтоварной воде имеет ряд преимуществ, а также значительный экономический эффект.

Цель проекта

1. Обосновать целесообразность использования гидроэнергетики в нефтегазовой промышленности, а также в других отраслях.
2. Обосновать экономическую эффективность строительства малых и микро ГЭС в ОАО «Самотлорнефтегаз».

Содержание и механизмы реализации

Максимальное потребление электроэнергии нефтегазодобывающих предприятий приходится на процессы добычи нефти и газа и подготовки и перекачки нефти, включающие в себя объекты поддержания пластового давления (ППД). Так, в ОАО «Самотлорнефтегаз» на их долю приходится порядка 95 % всей потребляемой электроэнергии предприятием. Затраты на электроэнергию по итогам 2012 г. составили свыше 332 млн.\$.

Ежегодно растущие тарифы на электроэнергию заставляют сегодня нефтегазодобывающие предприятия все чаще задумываться о собственной генерации электроэнергии, т.е. о том, каким образом они могут сегодня стать независимыми от непрерывно растущей цены на электроэнергию, а также каким образом смогут обеспечить себя собственной электроэнергией.

На предприятиях нефтегазового комплекса, сегодня очень широко обсуждают проекты по собственной генерации электроэнергии на попутном нефтяном газе (ПНГ), т.е. строительство газотурбинных электростанций (ГТЭС). Достаточно интересная технология имеющая ряд преимуществ и недостатков. В ТНК-ВР имеются реализованных проекты по строительству ГТЭС, например, в ОАО «Варьеганнефтегаз».

Применение технологии собственной генерации электроэнергии на ПНГ более эффективно на месторождениях, где не выполняются требования законодательства по утилизации 95 % ПНГ. В ОАО «Самотлорнефтегаз» утилизация ПНГ составляет 97 %, а также приносит значительную прибыль от дальнейшей реализации попутного газа.

Тем самым, в проекте предлагается рассмотреть применение другого альтернативного источника энергии для собственной генерации электроэнергии — энергию воды.

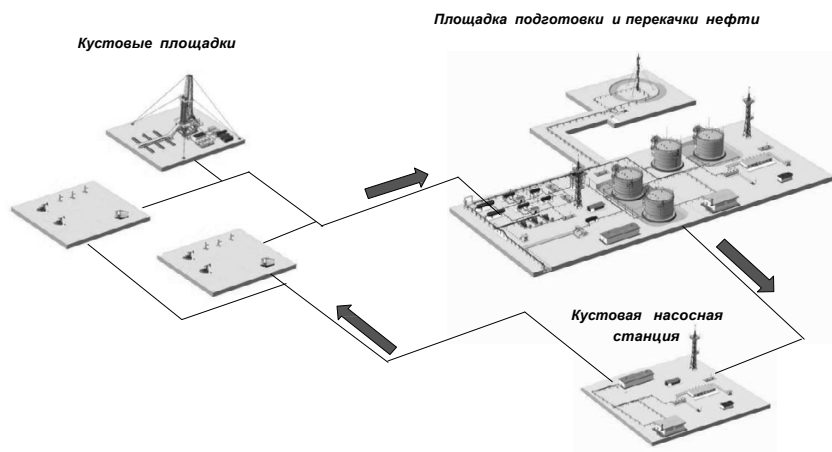
Основной принцип, на котором основывается гидроэнергетика — это круговорот воды в природе. За счет энергии солнца происходит испарение воды, которая затем в виде осадков выпадает обратно. Тем самым обеспечивается непрерывный круговорот воды в природе.



Подобно тому, как в природе осуществляется круговорот воды, в системе поддержания пластового давления нефтегазодобывающих предприятий также существует непрерывный круговорот подтоварной воды. Добываемая с кустов газожидкостная смесь (нефть, подтоварная вода, ПНГ) поступает на площадки подготовки и перекачки нефти, где происходит отделение подтоварной воды от нефти и газа, а далее при помощи кустовых насосных станций (КНС) закачивается обратно через нагнетательные скважины в пласт (рис. 1).

В проекте хочется обратить внимание на объекты малой и микро- гидроэнергетики, т.е. на малые (мощностью до 5 МВт) и микро (до 0,4 МВт) гидроэлектростанции (ГЭС).

Основополагающим фактором для принятия решения по строительству ГЭС, является обязательное наличие расхода воды ($л/с$) и обязательное наличие напора воды ($м$). Чем выше каждая из данных переменных, тем большую мощность по выработке электроэнергии будет показывать ГЭС. По ОАО «Самотлорнефтегаз» ежегодный объем жидкости, циркулирующей в системе ППД, составляет 324 млн $м^3$ подтоварной воды.



ПОТЕНЦИАЛ ОАО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ»

	Ед. изм.	2010	2011
Добыча жидкости механическим способом	т.тн	361 451,632	345 858,711
Закачка воды (ППД)	т.м ³	339 063,148	324 098,131

Рис. 1. Круговорот подтоварной воды в системе поддержания пластового давления ОАО «Самотлорнефтегаз».

В проекте предлагается рассмотреть объект подготовки и перекачки нефти, в частности комплексный сборный пункт (КСП) № 11



Самотлорского месторождения, как большое водохранилище, т.к. на нем одновременно находится очень большое количество жидкости (свыше 56000 м³ подтоварной воды ежедневно) подтоварной воды и смонтировать микро ГЭС на участке трубопровода «Выход подтоварной воды с отстойников до резервуаров (РВС) очистных сооружений». На данном участке трубопровода по технологической необходимости (процесс отставания нефти) осуществляется штуцирование регулируемыми электроклапанами с перепадом давления на клапане 4,6 атм. Взамен существующего клапана предлагается смонтировать микро ГЭС и использовать напор 46 м, а также расход 560 л/с для выработки электроэнергии.

При данных характеристиках микро ГЭС позволит вырабатывать до 120 кВт в час. Годовая экономия электроэнергии составит 2073 тыс. кВт ч в год. При инвестициях на уровне 400 тыс. \$, проект имеет следующие экономические параметры: NPV (чистый денежный поток) — 450 тыс. \$, PI (индекс прибыльности) — 2,8, срок окупаемости проекта 2 года.

К рассмотрению предлагаются и другие участки для монтажа малых и микро ГЭС, например, там, где это, целесообразно можно смонтировать турбину на выходе с РВС очистных сооружений (рис. 2), но важно при этом рассматривать систему энергоэффективности в целом. Напор на выходе с РВС достигается за счет гидростатического давления, создаваемого весом покоящейся жидкости в РВС (рис. 2.)



Рис. 2. Монтаж микро ГЭС на участке выхода подтоварной воды с РВС очистных сооружений до НПВ.

Сегодня прорабатываются и другие варианты монтажа малых и микро ГЭС на объектах добычи нефти и газа (взамен штуцеров на нагнетательных скважинах) и подготовки и перекачки нефти ОАО «Самотлорнефтегаз».

Применение гидроэнергетики для собственной генерации электроэнергии, является несомненно новой технологией в нефтедобычи, особен-



но актуальна на месторождениях с падающей добычей нефти и нарастающей обводненностью. Таковым является Самотлорское месторождение (обводненность 94,6%) и множество других месторождений Западной Сибири и всей России. Как это не парадоксально, но в данном случае для нефтегазодобывающих предприятий обводненность продукции будет «играть» только на руку.

Рассмотрим другие преимущества, которые дает технология собственной генерации электроэнергии на подтоварной воде на примере ОАО «Самотлорнефтегаз»:

1. На сегодняшний день, в ОАО «Самотлорнефтегаз» полностью отказались от газлифтной добычи нефти, сделали ставку на добычу с системой поддержания пластового давления, это говорит о том, что круговорот подтоварной воды будет существовать и в дальнейшем.

2. Выработка электроэнергии осуществляется без потери источника.

Подобно тому, как в ГТЭС электроэнергия вырабатывается за счет сгорания газа, при этом безвозвратно сгорает источник энергии (ПНГ), то в микро и малых ГЭС источник энергии — подтоварная вода никуда не пропадает. Объем воды на входе и выходе с ГЭС одинаковый. Так же существует возможность многократного использования энергии воды, т.е. при последовательном строительстве нескольких ГЭС мы можем получать электроэнергию за счет одного и того же объема воды.

3. Компактное исполнение Рисунок 2 позволяет смонтировать практически на любом объекте ППН, достаточно смонтировать байпасную линию для оперативного отключения для проведения ППР.

4. На сегодняшний день в рамках оптимизации производства осуществляется реинжиниринг площадочных объектов, связанный с консервацией объектов в рамках оптимизации инфраструктуры и переводом жидкости с одной площадки на другую, это приведет к увеличению объема поступающей подтоварной воды на объекты подготовки и перекачки нефти, что в свою очередь позволит повысить производительность ГЭС.

5. Отсутствует негативное воздействие на окружающую среду, если в ГТЭС происходит сгорание газа и выбросы в окружающую среду продуктов сгорания, то в ГЭС воздействия на окружающую среду отсутствуют.

Реализация и опытно-промышленное испытание данного проекта в ОАО «Самотлорнефтегаз» запланировано в технологическом плане 2013 г. (Приложение 1). Прорабатывается вопрос с заводами-изготовителями оборудования, готовится техническое задание на проектирование. При успешности ОПИ проект имеет большой потенциал для тиражирования технологии на других объектах Компании ТНК-ВР, а также открывает совершенно новый подход в собственной генерации электроэнергии для предприятий нефтедобычи в целом.



Внедрение модуля анализа баланса материальных потоков в составе АСОДУ ТПП «Лукойл-Усинскнефтегаз»

А. В. Бондарев

ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

Несмотря на достигнутые в последние годы успехи производителей приборов учета расхода жидкостей и газов в повышении качества измерений, в реальных условиях производства остается нерешенным целый ряд проблем оперативного учета углеводородного сырья. Эти проблемы связаны с наличием множества несогласованных, неполных, недостоверных значений измерений в распределенной инженерной сети предприятия, где осуществляется добыча, транспортировка, подготовка, хранение, сдача нефти и газа, закачка воды в пласт. Это влечет за собой:

- недостаточную оперативность выявления дисбалансов;
- нарушения технологических режимов эксплуатации объектов;
- планирование на основе недостаточно достоверных данных;
- противоречия между цехами и службами предприятия при подведении итогов.

Для решения проблем учета углеводородного сырья предлагается внедрение модуля анализа баланса, который представляет собой программный комплекс для оперативной оценки расхождений по потокам. В упрощенном виде работа модуля состоит в вычислении дисбаланса по разнице показаний на входе и выходе из узла инженерной сети. По величине дисбаланса можно судить о достоверности измерений.

Модуль анализа балансов будет входить в уже существующую на предприятии автоматизированную систему оперативно-диспетчерского управления (или коротко АСОДУ), которая осуществляет централизованный сбор данных с узлов учета. Информация с вторичных приборов узлов учета и системы телемеханики по промышленной сети будет поступать на сервер АСОДУ для обработки модулем анализа балансов.

Таким образом, происходит постоянный мониторинг достоверности информации и оперативное выявление причин расхождения данных, поступающих с оперативных узлов учета. Полученные подтвержденные замеры в дальнейшем используются для планирования и анализа эффективности производства.

Благодаря возможности удаленного доступа к серверу АСОДУ, информация по балансам будет доступна на всех уровнях предприятия. Это позволит выполнять такие задачи, как:

1. Качественное планирование производства на основании полученных достоверных, согласованных и полных измерений.
2. Оперативная оценка расхождения данных добычи нефти, газа и закачки воды с выводом аварийных сообщений.
3. Обеспечение своевременного обнаружения нарушений технологического режима и принятие решений по управлению технологическими процессами.
4. Создание единого источника достоверных данных по измерениям для всех служб и подразделений предприятия.



5. Своевременное обнаружение метрологических нарушений в работе приборного парка средств измерения предприятия.
6. Планирование технологических режимов нефтедобычи на основе достоверной базы данных по измерениям.

Стандартный унифицированный доступ к данным сервера АСОДУ для пользователей системы осуществляется по локальной сети предприятия, что позволяет подключаться к серверу с любого рабочего места. Доступ к данным ограничен двухуровневой парольной защитой с разграничением прав.

Общий вид мнемосхемы будет представлять собой набор объектов добычи и подготовки с территориальной привязкой на карте местности. Мнемосхема будет содержать множество подуровней для получения более подробной информации по объектам.

Система будет предоставлять различную отчетную информацию, к примеру, производить вычисления и формировать отчеты по балансам потоков о производительности скважин, о выполнении плановых показателей, о количестве оборудованных замерами скважин, о состоянии метрологического обеспечения.

Основные этапы внедрения — это обследование объектов, разработка документации, программного обеспечения и запуск в эксплуатацию. Ожидаемый срок ввода в эксплуатацию всей системы 1 год.

При капиталовложениях в 5 миллионов 700 тысяч срок окупаемости проекта составит менее 3 лет.

Основной экономический эффект достигается за счет сокращения временных затрат на определение причин возникновения дисбаланса по потокам, благодаря чему увеличивается оперативность принятия ответствующих инженерно-технических решений. Кроме этого данный программный комплекс позволит планировать производство на основе достоверных данных, что в итоге повысит производственные показатели предприятия.

Внедрение современных технологий энергосбережения на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК на примере объектов базы ООО «Энергонефть Томск»

И. А. Бортников

ОАО «Томскнефть» ВНК ООО «Энергонефть Томск»

Экономия энергоресурсов в нашей стране в настоящее время приобретает огромное значение. Решение проблем энергосбережения в наши дни выходит на государственный уровень. Примером тому может служить Федеральный закон № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изменениями от 27 июля 2010 г.)

В ООО «Энергонефть Томск» уже давно ведется работа в этом направлении. Первые шаги были сделаны в 2005 году, когда в зданиях Про-

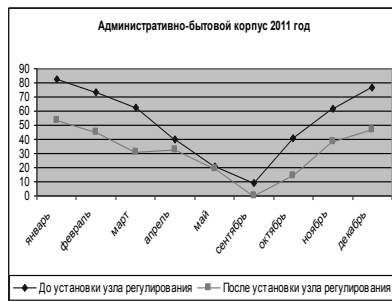
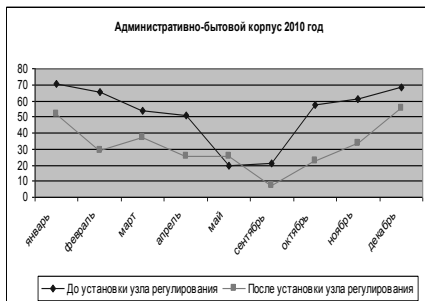
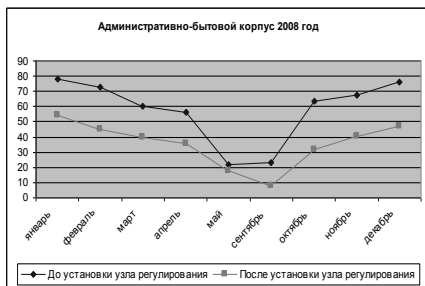


изводственно-ремонтной базы и Административно-бытового корпуса в г. Стрежевом были установлены и введены в эксплуатацию узлы учета и регулирования тепловой энергии.

Целью работы является расчет и обоснование установки аналогичных систем на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК.

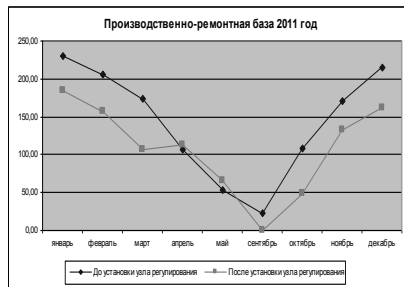
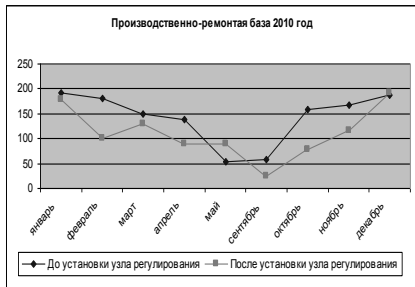
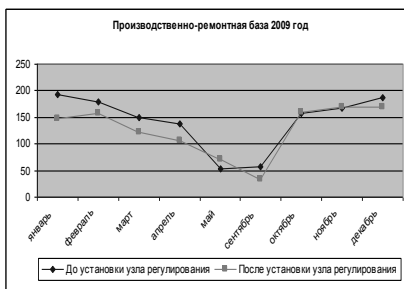
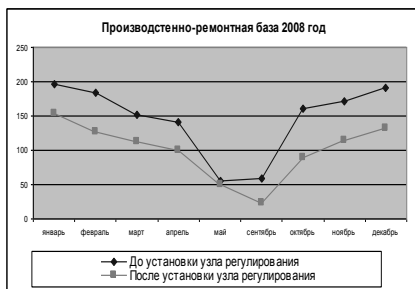
Анализ работы узлов регулирования тепла за 2008–2011 год

Месяц	Административно-бытовой корпус			
	До/после установки узла регулирования			
	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год
Январь	78/54	70/44	70/51	82/53
Февраль	73/45	66/46	66/29	73/45
Март	60/40	54/36	54/37	63/31
Апрель	56/36	51/31	51/26	40/33
Май	22/18	20/21	20/26	21/19
Сентябрь	23/8	21/10	21/7	9/0
Октябрь	64/32	57/47	57/23	40/14
Ноябрь	68/40	61/50	61/34	62/38
Декабрь	76/47	68/50	68/56	77/47
Итого за год	519/320	468/335	468/288	468/279
Экономия тепла, Гкал	200	133	ISO	180
Стоимость 1 Гкал	423	515	61431	614.31
Экономический эффект, руб	84 555	68 598	110 833	116 025





Месяц	Производственно-ремонтная база			
	До/после установки узла регулирования			
	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год
Январь	197/153	193/143	193/178	231/185
Февраль	183/127	180/157	180/101	205/157
Март	151/113	149/122	149/128	173/106
Апрель	141/101	139/105	139/88	106/113
Май	55/50	54/71	54/88	53/66
Сентябрь	59/23	58/34	58/25	23/0
Октябрь	160/90	157/159	157/79	108/48
Ноябрь	171/114	168/169	168/117	171/132
Декабрь	191/133	188/170	188/193	214/162
Итого за год	1309/903	1285/1135	1285/998	1285/969
Экономия тепла, Гкал	405	150	287	316
Стоимость 1 Гкал	423	515	614,31	614.31
Экономический эффект, руб	171 510	77 255	176 580	194 269



Выше представлен анализ многолетней эксплуатации узлов регулирования, установленных в здании Аппарата управления персоналом и Производственно-ремонтной базы ООО «Энергонефть Томск» в г. Стрежевом.



Из анализа последних четырех лет работы видно, что на данных объектах после установки узлов регулирования имеется существенная экономия тепловой энергии. Плановое потребление тепла за 2008–2011 года здания Производственно-ремонтной базы должно составить 5163,96 Гкал. Фактическое потребление тепла составило 4004,27 Гкал.

Разница до и после установки узла регулирования составила 1159,69 Гкал, что в денежном эквиваленте равняется 619,5 тыс. руб.

Аналогично рассмотрим узел регулирования, установленный в здании аппарата управления персоналом. Плановое потребление тепла за 4 года составляет 1923 Гкал, фактический показатель составил 1222 Гкал. В денежном эквиваленте разница до и после установки узла регулирования составляет 380 тыс. руб.

Таким образом, экономия от установки 2-х узлов регулирования тепла за 4 года составила 1 млн руб.

Устройство и принцип работы

Основными элементами узла регулирования являются:

1. Трехходовой клапан с электроприводом — поддерживает оптимальный расход теплоносителя через систему отопления здания.

2. Насос — обеспечивает необходимую циркуляцию через систему отопления здания.

4. Фильтр — предохраняет оборудование узла регулирования от механических загрязнений.

5. Контрольно-измерительные приборы.

6. Комплект запорной арматуры.

7. Блок управления — позволяет программировать параметры работы системы отопления здания.

Снижение энергопотребления зданий достигается за счет поддержания оптимальной, комфортной температуры теплоносителя внутри здания. Это достигается при помощи датчиков температуры наружного воздуха, датчиков температур теплоносителя на подающем и обратном трубопроводе, трехходового клапана-регулятора, индивидуального насоса. Вся информация от установленных датчиков поступает в блок управления, где мы имеем возможность задавать температурный график работы системы отопления зданий.

Заданный период времени экономии теплоносителя достигается в выходные и праздничные дни, а также в рабочие дни, вечернее и ночное время с 18.00 до 7.00. Регулирование производится непосредственно передачей электросигнала на 3-х ходовой клапан, который регулирует поступление теплоносителя из подающего трубопровода магистральной сети в систему отопления здания.

Очевидно, что установка узлов регулирования тепла актуальна только при наличии узлов учета тепловой энергии. В настоящее время уже имеется согласованный проект на узлы учета тепла, горячего и холодного водоснабжения на Административно-бытовой корпус ОАО «Томскнефть» ВНК. Именно этот объект мы рассмотрим в качестве примера.



Блок управления 3-х ходовой клапан

Насос

Обратный клапан



Фильтр



Манометр



Температурный датчик



Дисковый поворотный затвор



Экономическое обоснование

Ориентировочная стоимость проектных, монтажных и наладочных работ узла регулирования тепла со стоимостью материалов составит около 230 тыс. руб. с НДС. В виду того, что расчетное теплотребление Административно-бытового корпуса ОАО «Томскнефть» ВНК сопоне



ставимо со зданием Производственно-ремонтной базы ООО «Энерго-нефть Томск» (до установки узла регулирования), то можно посчитать примерную экономию после установки аналогичных систем. В процентном отношении экономия энергоресурсов составит примерно 25 %, что в денежном эквиваленте в ценах 2011 года соответствует 185 276 руб. Окупаемость данной системы в данном случае составит 1 год и 3 месяца. В виду того, что данное оборудование требует квалифицированного обслуживающего персонала, то имеется возможность заключения договора на обслуживание данной системы с фирмой выполняющей проектные и пусконаладочные работы. (Стоимость договора обслуживания на 1 месяц составляет 1800 руб., что включает в себя постоянное отслеживание технического состояния оборудования узла регулирования дистанционно (с пульта оператора посредством установки GPS-датчика). В случаи возникновения неполадок, представители специализированной организации самостоятельно обнаруживают неисправность и выезжают на объект для устранения причин («Юграмонтажавтоматика» г. Нижневартовск).

Наименование здания	Потребление Гкал за 2011 год (до/после установки узла регулирования тепла)	Экономия тепла, Гкал	Экономический эффект, руб
Административное здание ОАО «Томскнефть» ВНЕ ул. Мира, 4	1206	–	–
Производственно-ремонтная база V-17538 м ³	1285/968	316	194269

Затраты на проект. монтаж и пуско-наладочные работы, тыс. руб	Средний процент экономии зданием ПРБ за 4 года.Гкал	Экономия АБК ОАО «Томскнефть»ВНК, тыс. руб	Срок окупаемости, лет
230	25%	185	1,3

Выводы

На основании вышеизложенного следует выделить следующие достоинства предлагаемой системы регулирования:

- экономия теплопотребления и, как следствие, денежных средств;
- минимальные затраты на обслуживание (не требует содержание дополнительного специально обученного персонала);
- создание комфортных условия внутри помещения;
- быстрая окупаемость;
- поддержание температуры обратной сетевой воды согласно температурного графика работы тепловых сетей без установки дроссельных диафрагм (исключение рисков штрафных санкций за превышение температуры обратной сетевой воды).



Анализ применения гидравлических расширителей и бицентричных долот при строительстве боковых стволов скважин из обсадных колонн Ø139,7 мм на Самотлорском месторождении в 2011 году

А. С. Бульчев

ОАО «Самотлорнефтегаз»

Внедрявшееся изначально в качестве метода капитального ремонта скважин бурение боковых стволов во многих случаях позволяет получить фактически новую скважину из старой поратно более низкой цене при меньших технологических и геологических рисках. При этом в России ежегодно из бурения вводятся 5–6 тысяч скважин. Растущие годовые объёмы бурения боковых стволов оцениваются ориентировочно в 1,5 тысячи скважин, а фонд эксплуатируемых скважин в боковых стволах — 4–4,5 тысячи единиц.

При этом условия бурения боковых стволов постоянно усложняются. Основные проблемы связаны с небольшими проходными диаметрами материнских колонн, соответственно, необходимостью использовать оборудование малого диаметра.

Цель проекта

Оценка первых результатов применения гидравлических расширителей и бицентричных долот на Самотлорском месторождении. Выявление сильных и слабых сторон технологии. Оценка обоснованности дальнейшего применения технологий на Самотлорском месторождении и разработка рекомендаций по дальнейшему использованию технологий при бурении боковых стволов на Самотлорском месторождении, а также алгоритма выбора оборудования для конкретных условий работы.

Осложнения при строительстве боковых стволов скважин из обсадных колонн Ш139,7 мм

При бурении боковых стволов из скважин с диаметром эксплуатационной колонны 139,7 мм и горизонтальным окончанием в 2011 году получили поглощение бурового раствора в пяти из девяти скважин. Данный факт связан с низкими показателями пластового давления проектных горизонтов и с малыми кольцевыми зазорами, что приводит к увеличению значения эквивалентной циркуляционной плотности. В связи с этим также появляются проблемы, связанные с дифференциальными прихватами как бурильных колонн, так и «хвостовиков». Малые кольцевые зазоры приводят и к низкому качеству цементирования, что сказывается на дальнейшей эксплуатации скважин.

Описание технологий

1) Гидравлический расширитель

Гидравлический раздвижной инструмент концентрического типа,



в котором основную работу выполняют блоки резцов, гидравлически выдвигаемые из корпуса расширителя после спуска инструмента на нужную глубину. Приводимый в действие перепадом давления гидравлический механизм обеспечивает безотказное выдвижение и возвращение блоков в исходное положение во избежание прихватов КНБК. Расширение можно вести как сверху-вниз, так и обратной проработкой. При сбросе давления промывочной жидкости любое направленное сверху-вниз усилие будет способствовать возвращению блоков в транспортное положение. Блоки резцов подбираются, исходя из конкретных условий работы.

В 2011 году с данным типом оборудования было проведено пять работ — бурение участка бокового ствола с диаметром долота 120,6 мм, далее спуск роторной КНБК и расширение ствола скважины до кровли продуктивного горизонта для дальнейшего бурения горизонтальной части.

Результатами стало дальнейшее бурение горизонтальных участков без поглощений промывочной жидкости, все операции по спускам «хвостовиков» прошли в штатном режиме, а также улучшение качества цементирования на 10–15 %.

Рекомендации по дальнейшему применению гидравлических расширителей:

- провести работу по расширению горизонтального участка бокового ствола скважины при помощи компоновки, включающей в себя винтовой забойный двигатель;
- после проведения работ по расширению проводить шаблонировку ствола скважины КНБК, включающую в себя Rhino XS;
- исключить проработку ствола скважины после применения гидравлического расширителя для сокращения времени строительства скважины, а значит и затрат.

2) Бицентричные долота

Эксцентричные долота с проходным диаметром менее номинального диаметра бурения ствола скважины. Технология применяется для бурения боковых стволов на группы пластов с низкими пластовыми давлениями для избегания поглощений промывочной жидкости в связи с увеличением Ш ствола и уменьшением эквивалентной циркуляционной плотности, избегания осложнений со спуском «хвостовиков» и улучшения качества сцепления цементного камня с обсадной колонной.

Ограничения технологии:

- трудности, связанные с управляемостью КНБК в режиме направленного бурения;
- подбор скважин-кандидатов, так как максимальная пространственная интенсивность искривления ствола скважины — 1,5–2ε/10м;
- образование каверн и неровностей на стенках скважины;
- повышенные уровни вибрации (нарушает работу телеметрических систем).

Было проведено четыре работы с использованием данного оборудования:

- а) Две работы с бицентричным долотом компании ООО НПП «Буринтех» БИТ 120,6/126/106 В510Н (где 120,6мм — проходной диаметр долота / 126мм — номинальный диаметр бурения скважины / 106мм — максимальный диаметр оборудования над долотом).



На обеих скважинах из-за проблем с управляемостью данного типа долота и риском невыполнения проектного профиля, было принято решение о смене КНБК и продолжении бурения долотом PDC БИТ 120,6мм. Далее в связи с геологическими осложнениями (поглощения промывочной жидкости) и экономической нецелесообразностью, работы по дальнейшему углублению забоя решено прекратить. Одна из скважин переведена в разряд наклонно-направленных на другую группу пластов, вторая перебурена новым стволом.

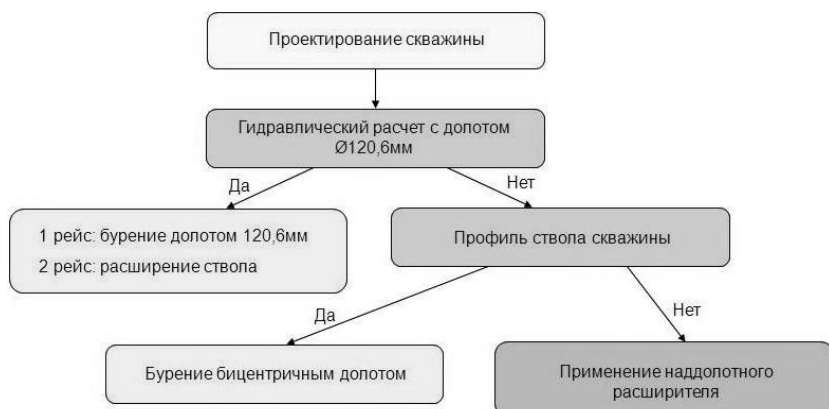
б) Две работы с бицентричным долотом компании «National Oilwell Varco» CSDRE3311S-A1-Z 120,6/136,5/95,3 (где 120,6мм — проходной диаметр долота / 136,5мм — номинальный диаметр бурения скважины / 95,3мм — максимальный диаметр оборудования над долотом).

Обе скважины пробурены до проектного забоя (включая горизонтальный участок), записан комплекс геофизического исследования и спущен «хвостовик» в штатном режиме.

Результатами стало строительство скважин без осложнений, а также улучшение качества цементирования на 10%.

Рекомендации по дальнейшему применению бицентричных долот:

- провести дальнейшие опытно-промышленные испытания нескольких типов бицентричных долот при бурении боковых стволов горизонтальных и наклонно-направленных скважин с целью накопления промыслового опыта для оценки эффективности;
- использовать смазывающие добавки в промывочной жидкости с улучшенными свойствами;
- применить в КНБК устройство, создающее малоамплитудные колебания, тем самым способствуя снижению сил трения (осциллятор);
- привлекать персонал партии наклонно-направленного бурения, имеющий опыт работы с данным типом оборудования, либо предварительное обучение;
- более тщательный подход при расчете профилей и гидравлических программ.





Заключение

Схема принятия решений при строительстве боковых стволов из скважин с материнской колонной малого диаметра:

Выводы

Данные технологии применимы на всех объектах Компании при строительстве боковых стволов скважин (с учетом различных условий — геологических и так далее). Позволяют снизить технологические риски при производстве работ и сроки строительства скважин, а также увеличить экономическую эффективность дальнейшей эксплуатации скважин.

Развитие системы online мониторинга экономической эффективности скважин, подверженных геолого-техническим мероприятиям

С. А. Бурмака

ОАО «Самотлорнефтегаз»

В условиях необходимости модернизации производственных процессов предприятия нефтегазовой отрасли инвестируют средства в разработку инновационных технологий, влияющих не только непосредственно на производственный процесс, но и на технологию принятия решений.

Целью данной работы является разработка предложений по развитию методов углубленного анализа эффективности инвестиций в проекты различных видов геолого-технических мероприятий с разбивкой по скважинам. В рамках поставленной цели необходимо разработать систему качественного мониторинга индикаторов экономической эффективности в режиме реального времени.

В качестве основных индикаторов для анализа эффективности инвестиционных вложений, которым уделено внимание в данной работе, были определены: рентабельность скважины, индекс доходности, чистая приведенная стоимость, срок окупаемости, внутренняя норма доходности и $\$/bbl$ (рис. 1)

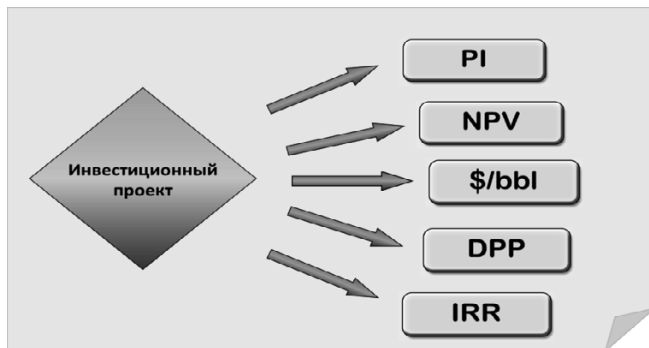


Рис. 1. Основные показатели анализа инвестиционных проектов



Технологическое решение сформировано на базе компьютерной программы «Электронная шахматка», которая с помощью интеграции дополнительных модулей, позволяет получать актуальные данные в режиме Online.

Для пользователя «Электронная шахматка» представляет собой фундаментальный WEB-интерфейс, который не требует установки дополнительных приложений на компьютер. Достаточно программы Internet Explorer, стандартного приложения операционной системы Windows (рис. 2). После согласования доступа к ресурсу с данными участник процесса получает возможность ежедневно отслеживать на специальном сайте различные показатели, среди которых — объем добываемой нефти, обводненность скважин и др. Информация поступает из базы данных программы OilInfoSystem (OIS) Production и Регион-2000, что существенно повышает качество мониторинга и своевременность принимаемых решений.

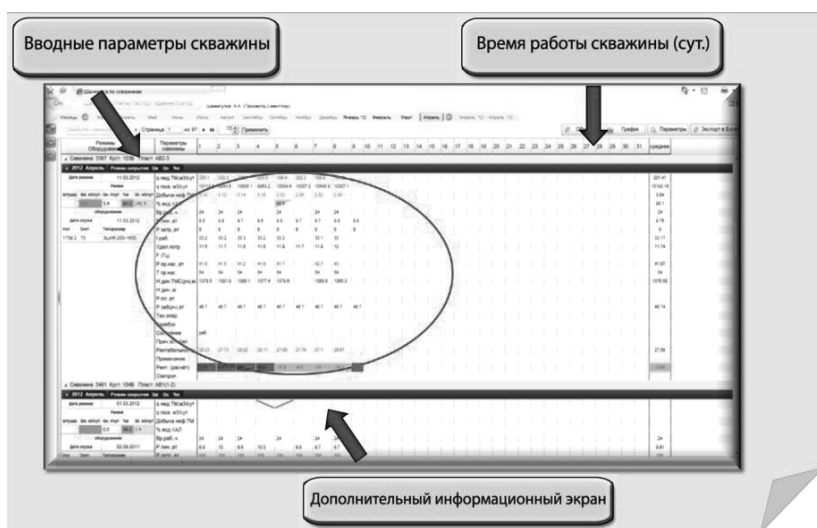


Рис. 2. «Электронная шахматка» — Web интерфейс

Следует отметить, что на предприятии ОАО «Самотлорнефтегаз» уже используется «Электронная шахматка», в которой доступна информация по расчету рентабельности и разработана система оперативных действий по работе со скважинами нерентабельного фонда. Это позволило сократить сроки принятия решения об остановке скважины на 35 суток. Данный процесс осуществляется на основании системы автоматизированных отчетов «Чек-лист», который представляет собой свод показателей по скважинам, попадающих в «зону риска». После рассмотрения таких скважин ответственными лицами, в короткие сроки выносятся вопросы об их остановке.

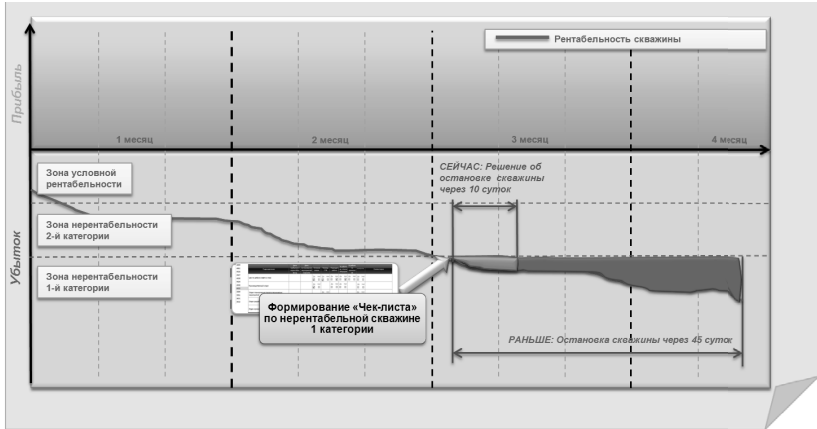


Рис. 3. Работа с нерентабельным фондом в «Электронной Шахматке»

В рамках поставленной цели проекта предлагается интегрировать дополнительные программы для расчета показателей экономической эффективности. Расчет будет происходить в два этапа. Первый этап (до проведения фактических затрат в SAP) будет учитывать средние удельные показатели по видам проведенных на скважинах геолого-технических мероприятий, в результате мы получаем усредненный показатель, характеризующий экономическую эффективность инвестиций. На втором этапе (после проведения факта в системе SAP) будут использоваться уже фактические данные.

Для реализации такой возможности необходимо интегрировать дополнительные модули в «Электронную шахматку» (рис. 4).



Рис. 4. Алгоритм расчета показателей экономической эффективности скважины



Первым из таких модулей является «Система учета геолого-технических мероприятий «ГТМ-DB», который предназначен для хранения геолого-промысловых данных, и является функциональным решением задач стандартизации и автоматизации процесса планирования и мониторинга геолого-технических мероприятий, а также инвестиционных проектов.

Для использования фактических данных потребуются интеграция программы реинжиниринга финансов и логистики (Шаблон GFL), которая является комплексным решением организации процесса учета планируемых и фактических затрат на базе платформы SAP.

В рамках проекта была написана система алгоритма расчета показателя PI в автоматизированном режиме. Сейчас проходит корректировка и согласование технического задания по этому расчету со специалистами IT служб. Используя эти наработки, планируется создать возможность расчета и остальных параметров оценки инвестиционного портфеля.

Таким образом, мы сможем видеть прямо на сайте скважины с показателем PI (и др. показателями), которые по факту оказались меньше, чем было утверждено в Финансовом меморандуме при согласовании проекта.

Следует отметить, что, анализируя подходы к оценке инвестиционных показателей по скважинам различных предприятий нефтяной отрасли, намечился ряд схожих факторов, согласно которым такой мониторинг проекта представляет серьезную проблему для анализа. Это очень трудозатратно и не всегда своевременно. Используя наработки данного проекта, появляется возможность автоматизировать этот сложный процесс.

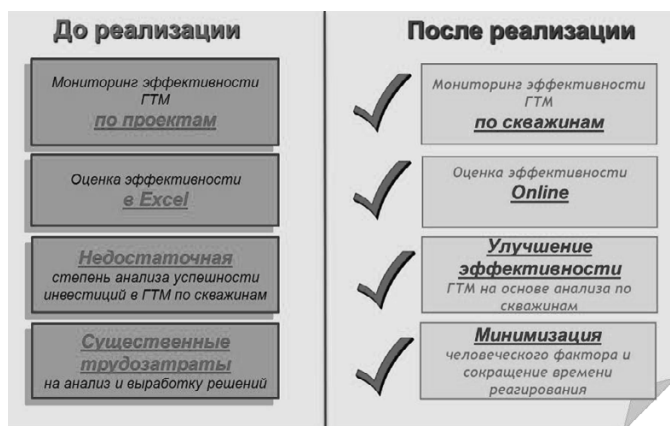


Рис. 5. Эффект от реализации проекта

В результате внедрения данного проекта у нас появляется возможность мониторинга актуальных данных по скважинам с возможностью группировки результатов по видам геолого-технических мероприятий инвестиционных проектов. Это позволит отследить процент неуспешных вложений и даст возможность углубленного анализа причин неэффективного инвестирования средств. Режим реального времени существенно сократит время принятия решений по нерентабельным скважинам.



Организация системы заводнения горизонтальными скважинами на сложнопостроенных коллекторах Самотлорского месторождения

Н. С. БЫНКОВ

ОАО «ТНК-Нижневартовск»

Разработка таких пластов как АВ1 (1–2) и БВ8 (0) в настоящее время является приоритетной задачей и осложняется высокой расчлененностью пласта, низкой проницаемостью, наличием газовой шапки и обводненно-го нижележащего пласта (рис. 1).

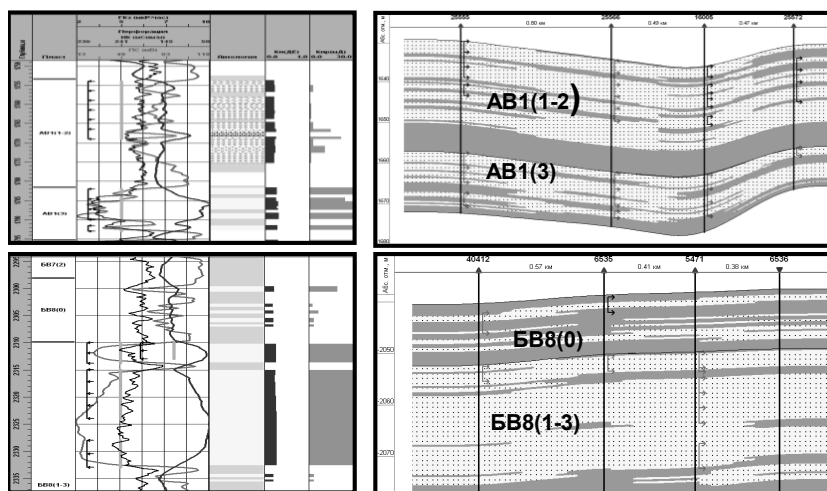


Рис. 1. Сопоставление каротажных диаграмм и геологического разреза пластов АВ1 (1–2) и БВ8 (0) Самотлорского месторождения

Для закачки воды традиционно использовались вертикальные (наклонно-направленные) скважины, нередко интенсифицированные проведением ГРП. Однако для этих пластов такой метод оказался неэффективным в виду того, что ниже залегают высокопроницаемый пласт и большая часть воды уходит в этот пласт по трещинам, образующимся в районе нагнетательных скважин при превышении давления гидроразрыва пласта. Эффективная приемистость в пласт наклонно-направленных нагнетательных скважин не позволяет обеспечить требуемую компенсацию и поддержание пластового давления, что приводит к высоким темпам падения дебитов и падению добычи. Увеличение давления закачки не приводит к желаемому увеличению приемистости пласта, так как отмечается уход воды в нижележащий пласт.

В результате был сформирован новый подход, заключающийся в использовании для нагнетания горизонтальных скважин.



- Целями организации заводнения горизонтальными скважинами стали:
- предотвращение ухода закачиваемой воды в нижележащий пласт;
 - вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти;
 - увеличение добычи нефти и обеспечение максимального КИН;
 - получение дополнительной прибыли.

На первом этапе реализации проекта на секторных гидродинамических моделях были проведены расчеты различных вариантов дизайна горизонтальных нагнетательных скважин (рис. 2). Моделирование показало, что данный метод имеет значительные преимущества по сравнению с традиционной закачкой. Горизонтальные нагнетательные скважины работают с большей приемистостью и позволяют поддерживать высокий уровень пластового давления.

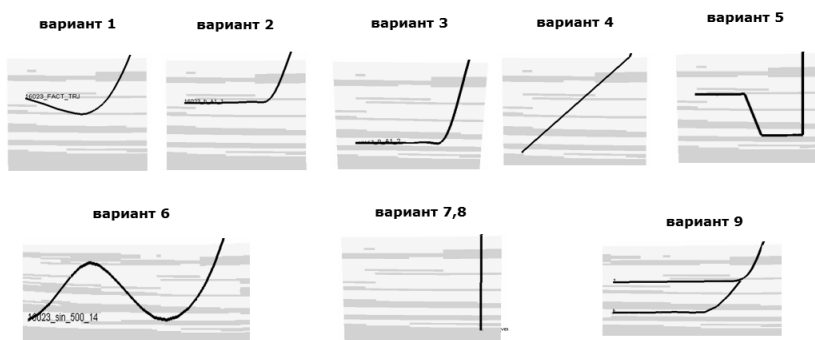


Рис. 2. Варианты проводки ствола горизонтальной скважины

Затем, совместно с отделом бурения были рассмотрены варианты проводки ствола на предмет самой возможности бурения и выбран наиболее эффективный и возможный в плане бурения вариант проводки горизонтального ствола скважины: U-образного профиля с длиной горизонтального участка 200 метров и пробурено 5 первых скважин (рис. 3).

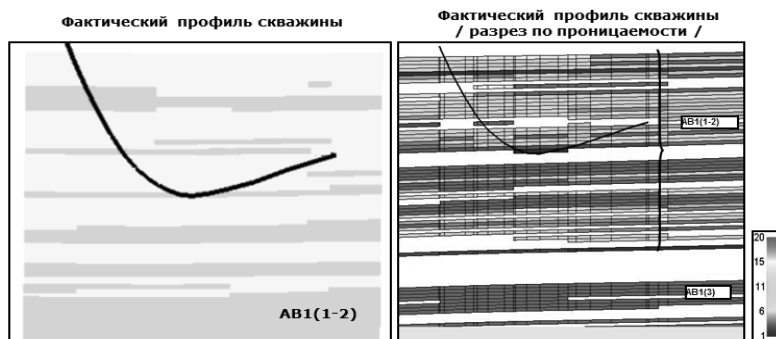


Рис. 3. Вариант 1 проводки ствола горизонтальной скважины U-образного профиля



По расчетам на модели в районах ЗБС ППД прогнозируется рост пластового давления, что приведет к получению дополнительной добычи нефти по реагирующим добывающим скважинам (рис. 4).



Рис. 4. Расчетные параметры прогнозного пластового давления и прогнозной дополнительной добычи жидкости и нефти по реагирующим скважинам

Важным этапом работы стало планирование и реализация исследований для доказательства отсутствия трещин и ухода воды в нижележащий пласт. Для этого на всех скважинах проведены гидродинамические исследования (рис. 5), произведена оценка энергетического состояния районов звс-ппд, построены карты изобар до и после запуска горизонтальных нагнетательных скважин и в результате получена карта изменения пластового давления, на которой можно увидеть рост пластового давления после запуска горизонтальных нагнетательных скважин (рис. 6). Так же впервые на Самотлорском месторождении были проведены исследования профиля приемистости горизонтальных скважин на жестком кабеле (рис. 7). Результаты этих исследований также подтверждают отсутствие трещин, адресность закачки, что приводит к уменьшению темпа падения давления.

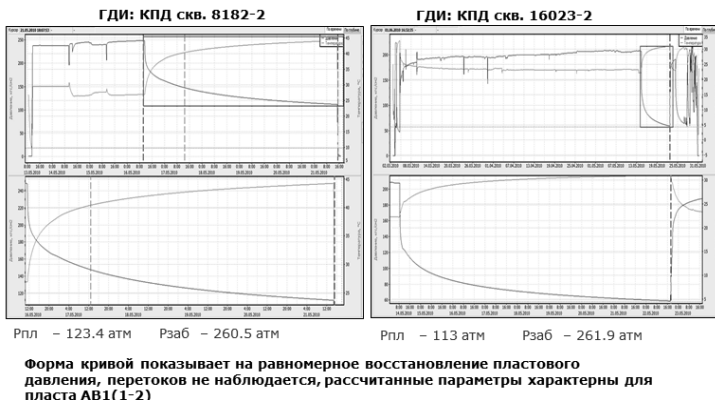


Рис. 5. Гидродинамические исследования горизонтальных нагнетательных скважин

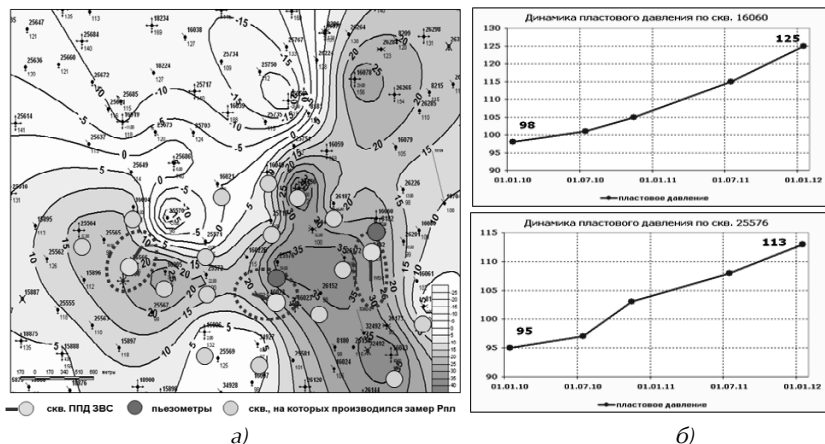


Рис. 6. а) карта изменения пластового давления; б) динамика пластового давления по пьезометрическим скважинам

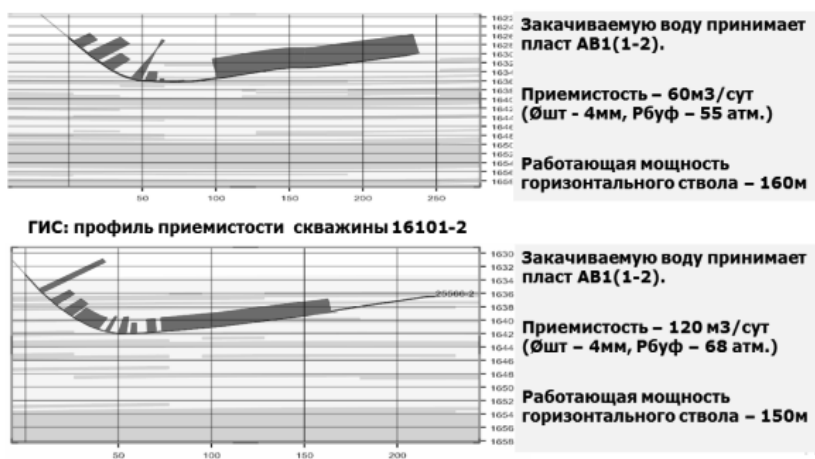


Рис. 7. ГИС: Профиль приемистости горизонтальных нагнетательных скважин

Также получены положительные результаты в динамике работы окружающих реагирующих добывающих скважин (рис. 8): на 01.01.12 дополнительная добыча нефти составила 64,6 тыс.т, дополнительная добычи жидкости — 105,59 тыс.м³. По ряду скважин проведены оптимизации (замена насоса на больший типоразмер), наблюдается стабильный продолжающийся эффект (рис. 9).

Проект признан экономически эффективным (рис. 10): чистая приведенная стоимость (NPV) — 3 млн.\$, индекс прибыльности (PI) — 1.6, срок окупаемости (DPP) — года.

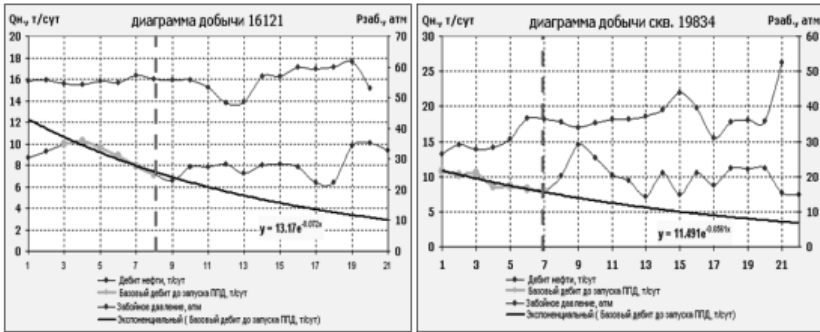


Рис. 8. Динамика работы реагирующих добывающих скважин

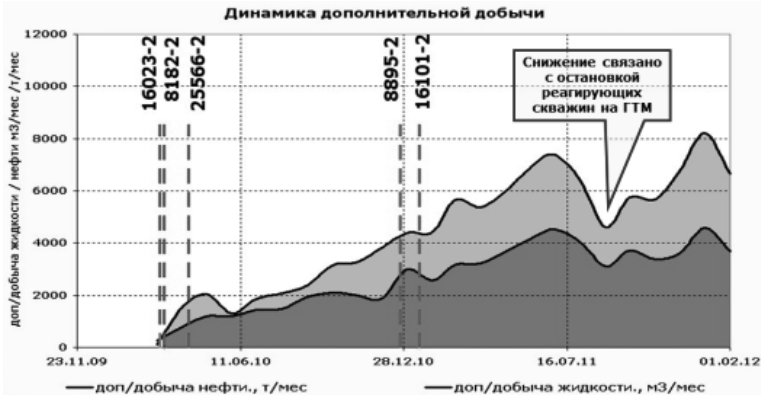


Рис. 9. Динамика дополнительной добычи нефти



Рис. 10. Экономическая эффективность проекта



Таким образом, теоретически и практически было доказано, что данный метод для пластов АВ1 (1–2) и БВ8 (0) более эффективен по сравнению с традиционной закачкой в вертикальные скважины.

Основными положительными результатами, полученными при реализации нового подхода к организации системы заводнения, стали:

- а) значительное увеличение приемистости горизонтальных нагнетательных скважин по сравнению с наклонно-направленными скважинами;
- б) подтверждение «адресности» закачки в пласт набором исследований;
- в) эффективность закачки горизонтальными скважинами, также подтверждающаяся работой реагирующего добывающего фонда.

В связи с этим реализация проекта признана успешной. На основании полученных результатов было принято решение о тиражировании этого подхода, и была скорректирована производственная деятельность на перспективу. Кроме того, была пересмотрена программа комплексного планирования развития производственных единиц Самотлорского месторождения (рис. 11). В масштабах всей Компании использование нового подхода принесет значительную прибыль, так как повысится эффективность разработки месторождений.



Рис. 11. Карта планируемого бурения пл. АВ1 (1–2)

Заводнение горизонтальными скважинами может применяться во всех компаниях, разрабатывающих объекты с высокой расчлененностью пласта, низкой проницаемостью и имеющие подобные проблемы с уходом закачиваемой воды в обводненный нижележащий пласт.

Следует отметить, что рассмотренный новый подход к организации системы заводнения не увеличивает риски в области ОТ, ПБ и ООС.



Разработка и перспективы внедрения геолого-математической модели для выбора технологии вторичного вскрытия пластов на месторождениях ОАО «Удмуртнефть»

Е. В. Вакатова

Научный руководитель: А. Н. Лютиков

ОАО «Удмуртнефть»

На сегодняшний день в ОАО «Удмуртнефть» подбор метода вторичного вскрытия осуществляется, основываясь на опыте предыдущих лет. На самом деле, можно с помощью предлагаемой в данном проекте геолого-математической модели подобрать оптимальную технологию вторичного вскрытия коллекторов, экономически максимально эффективную для каждого конкретного случая.

Цель работы: обоснование оптимальной технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов с помощью разработанной **геолого-математической модели**.

Актуальность работы: задача поиска инструментов для прогноза дебита скважины, обоснование геометрических параметров и оптимального количества каналов (отверстий) при применении того или иного метода является актуальной.

Научная новизна:

- создание геолого-математической модели (в виде программного продукта), основной идеей которой является:
- использование формулы Джоши в комплексе с методом бинарного поиска, позволяющая рассчитать прогнозный дебит скважины и значения параметров вторичного вскрытия пласта (количество каналов-отверстий, длина канала) для радиального вскрытия и кумулятивной перфорации.
- использование формулы Дюпюи, позволяющая рассчитать прогнозный дебит для комплексной пластической перфорации.

Краткое описание и суть работы:

- проведен обзор существующих технологий вторичного вскрытия;
- проанализирована теоретическая основа рассматриваемых технологий для создания геолого-математической модели;
- показано применение модели на конкретном примере: расчёт прогнозного дебита и подбор параметров перфорации;
- определен экономический эффект от внедрения модели.

Практическое применение: предлагаемую модель в дальнейшем использовать геологической службой ОАО «НК «Роснефть» при выборе перфорационной системы, для более чёткого понимания о целесообразности выбора того или иного метода и превосходстве его перед существующими технологиями с точки зрения технико-экономической эффективности.

На сегодняшний день существуют различные технологии вторичного вскрытия.

В данном проекте использование **модели** показано по трем методам вторичного вскрытия, применяемые в ОАО «Удмуртнефть»:



- Комплексная пластическая перфорация — это двухсторонняя гидромеханическая перфорация. Суть: одновременное формирование двух противоположно расположенных продольных шелей в теле эксплуатационной колонны.
- Радиальное вскрытие — бурение горизонтальных каналов с заданным диаметром 20–50 мм, длиной 3–150 м на основе ГНКТ при помощи жидкости под высоким давлением (либо при помощи гибкой трубы с фрезой).
- Кумулятивная перфорация — создание канала (проходящего через обсадную колонну и цементное кольцо) в породе, соединяющего скважину с пластом для притока в ствол жидкости или газа. Канал создаётся действием кумулятивной струи, образующейся при взрыве заряда.

Для достижения максимальной эффективности при выборе технологии вторичного вскрытия, по каждому виду предлагается применять свои геолого-физические формулы, так:

- для кумулятивной перфорации (далее, КП) и радиального вскрытия (далее, РВ) предлагаю применять формулу Джоши;
- для комплексной пластической перфорации (далее, КПП) — формулу Дююю.

Данные формулы являются теоретической основой для создания геолого-математической модели, которая позволяет:

- а) рассчитать прогнозируемый дебит скважины для каждого рассматриваемого метода вторичного вскрытия;
- б) подобрать оптимальные значения параметров канала перфорации.

1. Основная часть

1.1. Структура геолого-математической модели.

Для каждого метода вторичного вскрытия в модель заложены свои геолого-физические формулы.

1.1.1. Обоснование для кумулятивной перфорации и радиального вскрытия. Так для КП и РВ в модели предлагаю применить формулу Джоши (представленная ниже) и метод бинарного поиска.

Формула S. Joshi:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2r_c \pi} \right) \right]}$$

где $a = -\sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{L}{2R_k} \right)^2}}$ — большая полуось эллипса дренирования; L — длина канала, м; R_k — радиус кругового контура питания, м; r_c — радиус канала, м; h — эффективная толщина пласта, м; k — проницаемость пласта, мД; Δp — перепад давления между границей контура питания и стенкой скв, атм; μ — вязкость пластового флюида, мПа·с.



Смоделируем перфорационные каналы, которые формируются при РВ и КП, как систему горизонтальных скважин (рис. 1), расположенных по одному азимуту друг над другом через одинаковое расстояние. Поэтому для расчёта дебит жидкости такой системы предлагаю в модели использовать **формулу Джоши** (описывающая зависимость дебита скважины от геометрических размеров канала, а именно, длины и радиуса канала), при этом область дренирования будет ограничиваться серединой расстояния между выбуренными каналами (на рис. 1: h_1 и h_2).

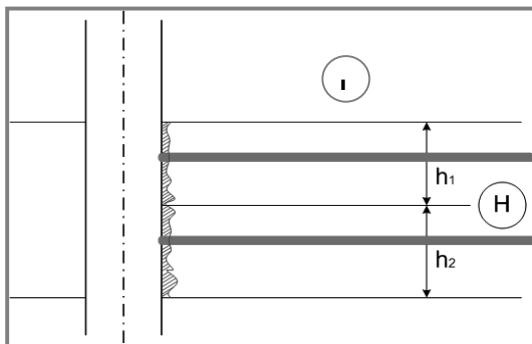


Рис. 1. Система перфорационных каналов (отверстий)

Далее, используя формулу Джоши, вносим в нее изменения — добавляем количество каналов (n) и при этом учитываем влияние каналов друг на друга путем деления общей мощности пласта на равное количество частей и ищем оптимальное n с точки зрения **максимального** дебита и максимального экономического эффекта (рис. 2).

Формула S.Joshi:

$$Q = \frac{2\pi \times k \times H_{эф} \times \Delta p}{\mu \times \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{H_{эф}}{L} \times \ln \left(\frac{H_{эф}}{2 \times r_c \times \pi} \right) \right]}$$

$$H_{эф} = h \times n$$

$$h = H_{эф} / n,$$

n — кол-во каналов;
 h — толщина зоны влияния одного канала

Рис. 2. Изменённая формула Джоши



1.1.2. Далее, рассмотрим обоснование для КПП.

Для расчёта прогнозируемого дебита по КПП в модели применяется формула Дюпюи, т.к. при вскрытии пласта образуются уже не каналы, как при РВ или КумП, а шель, которую можно смоделировать как трещину гидроразрыва пласта с бесконечной проводимостью (рис. 3).

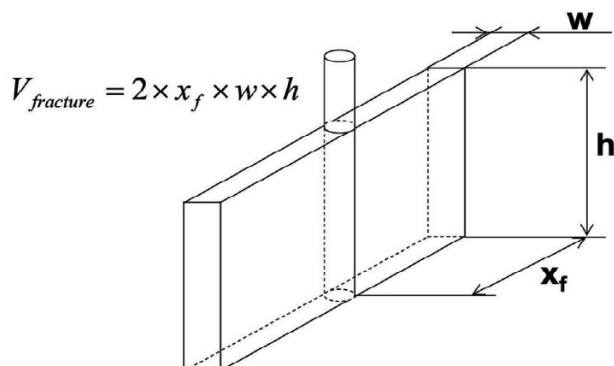


Рис. 3. Геометрия трещины

Продуктивность скважины рассчитывается по формуле Дюпюи через эффективный (приведенный) радиус скважины (см. ниже).

Формула Дюпюи:

$$Q_o = \frac{\alpha \cdot k \cdot H \cdot (\bar{P}_{пл} - P_{заб})}{B_o \cdot \mu_o \cdot \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w'} \right) - 0,5 \right]}$$

Эффективный радиус скважины (r_w' , м) записывается следующим образом:

$$r_w' = r_w e^{-S} \quad S = -\ln \left(\frac{r_w'}{r_w} \right)$$

Найдём значение r_w' , используя определение безразмерной проводимости трещины.

Безразмерная проводимость трещины:

$$C_{fD} = \frac{w \times k_f}{x_f \times k}$$

где w — ширина трещины; x_f — полудлина трещины; k_f — проницаемость в трещине; k — проницаемость пласта.

Принимаем $x_f = 0,66$ м (по результатам испытаний действия гидромониторов пластического перфоратора), $w = 0,011$ м, $k_f = \infty$ (т.к. исключается заполнение проппантом).

Следует, что при $k_f = \infty$, $C_{fD} = \infty$.



На ниже представленном графике можно увидеть зависимость между безразмерной проводимостью и эффективным радиусом скважины (рис. 4):

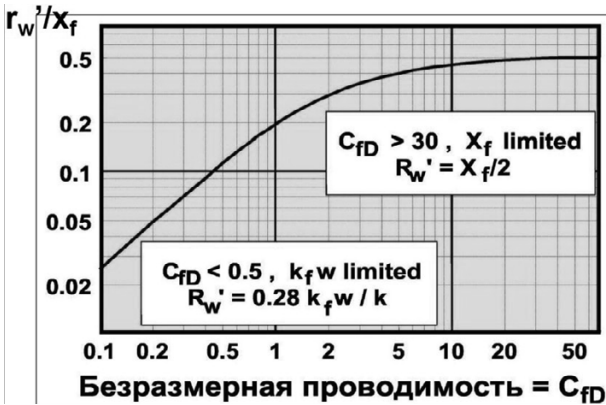


Рис. 4. Связь между безразмерной проводимостью и эффективным радиусом скв.

Из графика видно, что при $C_{fd} \rightarrow \infty$, отношение $r_w'/x_f = 0,5$.
Отсюда: $r_w' = x_f \cdot 0,5 = 0,66 \cdot 0,5 = 0,33$ м.

1.2. Суть геолого-математической модели

Геолого-математической модель (в виде программного продукта) рассчитывает прогнозируемый дебит жидкости скважины ($\text{м}^3/\text{сут}$) для рассматриваемых методов вторичного вскрытия, подбирает количество отверстий n . При этом в данной программе фиксируется длина перфорационного канала (L , м), его радиус (r_c , м).

Модель работает следующим образом (рис. 5):

в верхнюю часть вводятся геолого-промысловые параметры пласта и свойства пластового флюида: m — вязкость пластового флюида, мПа·с; H — эффективная толщина пласта, м; dp — депрессия на пласт, атм; Rk — радиус кругового контура питания, м; k — коэффициент проницаемости, мД.

В нижней части можно зафиксировать параметры рассматриваемых технологий:

- длину перфорационного канала (L , м) и радиус канала (R_c , м) для таких технологий, как кумулятивная перфорация и радиальное вскрытие;
- параметр-полуудлина трещины (X_f , м) — для комплексной пластической перфорации.

Нажимаем на «**Рассчитать**».

Результатом расчётов модели является:

дебиты по жидкости ($\text{м}^3/\text{сут}$) для рассматриваемых методов вторичного вскрытия а самое главное, подбор оптимального количества каналов для комплексной перфорации и радиального вскрытия.

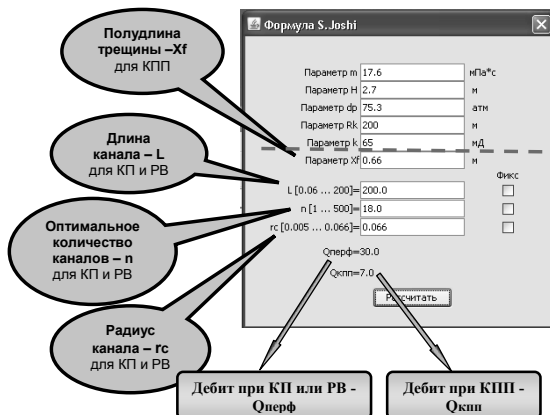


Рис. 5. Разработанная геолого-математическая модель

Программа выдаёт файл в формате Excel (рис. 6), в котором представлена зависимость изменения дебита от количества отверстий (количество от 1 до 100).

1	A	B	C	D
L	N	Rc	Value	дебит
206	количество каналов			
207	0,75	1	0,006	2,856957
208	0,75	2	0,006	4,374691
209	0,75	3	0,006	5,071424
210	0,75	4	0,006	5,426894
211	0,75	5	0,006	5,626215
212	0,75	6	0,006	5,746097
213	0,75	7	0,006	5,821968
214	0,75	8	0,006	5,871777
215	0,75	9	0,006	5,905332
216	0,75	10	0,006	5,928318
217	0,75	11	0,006	5,944203
218	0,75	12	0,006	5,955183
219	0,75	13	0,006	5,962702
220	0,75	14	0,006	5,967733
221	0,75	15	0,006	5,970949
222	0,75	16	0,006	5,972827
223	0,75	17	0,006	5,973706
224	0,75	18	0,006	5,973838
225	0,75	19	0,006	5,973407
226	0,75	20	0,006	5,972551
227	0,75	21	0,006	5,971374
228	0,75	22	0,006	5,969956

N оптим ← дебит max

Рис. 6. Результат работы геолого-математической модели



1.3. Применение модели на конкретном примере.

Далее, в данном проекте по скважине 940 Гремихинского месторождения показан расчёт применения ГММ, на основе которого мы можем сделать выбор в пользу того или иного метода вторичного вскрытия.

1.3.1. Расчёт продуктивности скважины при радиальном вскрытии.

В настоящее время на рынке появляются технологии радиального вскрытия, позволяющие бурить каналы по продуктивному пласту длиной до 3-х метров, диаметром 30 мм.

Фиксируем в программе геолого-промысловые параметры и параметры технологии, а именно длину и радиус канала (рис. 7).

Параметр	Значение	Единица
Параметр m	6,9	мПа*с
Параметр H	1	м
Параметр φr	60	атм
Параметр Rk	86	м
Параметр k	239	мД
Параметр χf	0,66	м

Параметр	Значение	Фикс
L [0,06 ... 200]	3,0	<input checked="" type="checkbox"/>
n [1 ... 500]	7,0	<input type="checkbox"/>
rc [0,005 ... 0,066]	0,015	<input checked="" type="checkbox"/>

Qперф=24,0
Qкпп=23,0

Рассчитать

Рис. 7. Расчёт для радиального вскрытия

Результаты расчётов следующие:

- для пласта с нефтенасыщенной мощностью 1 м количество каналов $n = 7$. При этом дебит жидкости $Q_{ж} = 24$ м³/сут.

1.3.2 Расчёт оптимального количества отверстий и дебита жидкости при кумулятивной перфорации.

Рассмотрим 2 варианта расчёта оптимального количества отверстий и дебита жидкости с точки зрения технологической эффективности.

I вариант. В практике ОАО «Удмуртнефть» при применении кумулятивной перфорации количество зарядов определяется из расчёта 20 отверстий на 1 метр пласта.

Исходя из этого соотношения для вскрытия пласта толщиной 1 м потребуется 20 отверстий.

Таким образом, при расчёте I варианту суммарный $Q_{ж} = 19$ м³/сут при $n = 20$ отверстий.

II вариант. Используя расчёт по предлагаемой **геолого-математической модели**, для достижения дебита по жидкости 19 м³/сут потребует всего лишь **7 отверстий** (рис. 8), что **существенно уменьшит затраты** на проведение кумулятивной перфорации:

Таким образом, при расчёте по II варианту $Q_{ж} = 19$ м³/сут при $n = 7$ отверстиях.



Параметр m	6,9	мПа*с
Параметр H	1	м
Параметр dp	60	атм
Параметр Rk	86	м
Параметр k	239	мД
Параметр Xf	0.66	м
L [0.06 ... 200]	0.75	<input checked="" type="checkbox"/> Фикс
n [1 ... 500]	7.0	<input type="checkbox"/>
rc [0.005 ... 0.066]	0.006	<input checked="" type="checkbox"/>
Qперф	19.0	
Qкпп	23.0	

Рис. 8. Расчёт для кумулятивной перфорации

Видно, что при II варианте количество отверстий получается меньше при достижении такого же дебита жидкости. Следовательно, используя предлагаемую геолого-математическую модель, можно уменьшить затраты на проведение кумулятивной перфорации.

1.3.3. Расчёт продуктивности скважины при комплексной пластической перфорации.

При КПП прогнозируемый дебит скважины по разработанной модели предлагаю рассчитывать с помощью формулы Дюпюи (обоснование применения формулы Дюпюи для комплексной пластической перфорации изложено в п. 1.1.2).

Параметр m	6,9	мПа*с
Параметр H	1	м
Параметр dp	60	атм
Параметр Rk	86	м
Параметр k	239	мД
Параметр Xf	0.66	м
L [0.06 ... 200]	0.75	<input checked="" type="checkbox"/> Фикс
n [1 ... 500]	7.0	<input type="checkbox"/>
rc [0.005 ... 0.066]	0.006	<input checked="" type="checkbox"/>
Qперф	19.0	
Qкпп	23.0	

Рис. 9. Расчёт для комплексной пластической перфорации, где x_f — полудлина трещины; м



Подставляя значения параметров в модель, получаем дебит жидкости $Q_{ж}=23 \text{ м}^3/\text{сут}$ (рис. 9);

Таким образом, при расчёте суммарный $Q_{ж} = 23 \text{ м}^3/\text{сут}$.

1.4. Применение на практике

Данная модель **реализована на практике** на двух скважинах в ОАО «Удмуртнефть», для которых рассчитан прогнозный дебит и подобрано оптимальное кол-во зарядов для кумулятивной перфорации.

А) на скв.49 Карсовайского месторождения.

На графике (диаграмме) слева, по модели кол-во отверстий получилось равным 94.

212 — это то количество отверстий, которое бы простреляли при вскрытии пластов по скв.49, без применения ГММ.

При этом расчётный прирост дебита нефти по модели составил 3 т/сут как для 94 отверстий, так и для 212 отверстий.

На графике справа видно, что применение данной модели нам позволило снизить затраты на 17% за счёт уменьшения количества зарядов.

Фактический прирост по нефти составил 4 т/сут

б) также модель применена на скв.307 Гремихинского месторождения.

На графике (диаграмме) слева, видно, что за счёт применения модели уменьшилось количество отверстий со 140 до 100, при этом расчётный прирост дебита по модели составил 5 т/сут.

На графике справа видно, что применение данной модели нам позволило снизить затраты на 8% за счёт уменьшения количества зарядов.

Фактический прирост по нефти составил 6 т/сут.

2. Экономическая часть

Применение модели позволит снизить затраты на проведение 1 технологической операции по перфорации в среднем на 10% (рис. 10). При этом на проведение 592 операции, планируемых в 2013 году, экономия может составить до 40 млн. руб.



Рис. 10. Снижение удельных затрат на проведение 1 скв-операции, где 1 — без использования модели, 2 — с использованием модели



Планируемые затраты на перфорацию на 2013 год без использования геолого-математической модели составят 95,2 млн.рублей (табл. 1):

Таблица 1

Затраты на перфорацию без использования проекта

Виды вторичного вскрытия	Количество, скв-операций	Затраты на 1 техн. операцию, тыс.руб	Итого планируемые затраты на 2013 год, млн.руб.
Без использования геолого-математической модели			
Перфорация	592	679,0	402,0

Затраты на перфорацию на 2012 год с использованием геолого-математической модели составят 66,7 млн. рублей (табл. 2).

Таблица 2

Затраты на перфорацию с использованием проекта

Виды вторичного вскрытия	Количество, скв-операций	Затраты на 1 техн. операцию, тыс.руб	Итого планируемые затраты на 2013 год, млн.руб.
С использованием геолого-математической модели			
Перфорация	592	611,1	361,8

**Экономия затрат в 2013 г. составит:
402,0 млн – 361,8 млн = 40,2 млн. рублей.**

3. Выводы

Разработана геолого-математическая модель, позволяющая:

- рассчитать прогнозируемый дебит скважины для каждого рассматриваемого метода вторичного вскрытия;
- подобрать оптимальные значения параметров (длина канала, количество отверстий для кумулятивной перфорации и радиального бурения).

Основной идеей модели является использование:

- формулы Джоши и метода бинарного поиска — для кумулятивной перфорации и радиального вскрытия
- формулы Дюпюи — для комплексной пластической перфорации

Применяя модель, мы снизим удельные затраты на проведение 1 скв. — операции в среднем на 10%.

С помощью геолого-математической модели при общем количестве проводимых ремонтов 592 скважино-операций/год в ОАО «Удмуртнефть» общая экономия затрат может составить **до 40 млн руб.**

Данная модель реализована на практике в ОАО «Удмуртнефть» и предлагается использовать ее при выборе перфорационной системы на скважинах месторождений ОАО «НК «Роснефть».



Автоматизированные испытания систем программно-логического управления технологическими объектами нефтедобывающей отрасли

А. А. Валеев

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» в г. Пермь

Низкая надежность программного обеспечения (ПО) АСУ ТП является серьезной проблемой в нефтегазодобывающей отрасли и вообще в области АСУ ТП (автоматизированных систем управления технологическими процессами), что ведет к отказам оборудования и технологическим авариям. Повышение надежности ПО, в первую очередь, зависит от качества его проектирования и качества тестирования системы при проведении пуско-наладочных работ.

Низкая надежность ПО априори “рождается” при разработке ПО. Программист, разрабатывающий ПО, не использует специальные методики программирования, а обычно опирается только лишь на свой профессиональный опыт. Это ведет к ошибкам в программном обеспечении. Для их нахождения необходимо проводить глубокое тестирование ПО.

В настоящее время вопрос глубокого тестирования ПО АСУ ТП является открытым. Обычно после проектирования ПО АСУ ТП тестирование ПО осуществляется поверхностно. Тестирование проводится либо во время или после разработки проекта, либо во время проведения пуско-наладочных работ. Причем тестирование носит “поверхностный” характер, не учитывающий все возможные состояния системы. Как правило, при тестировании после или во время разработки проекта тестологом является человек, разработавший ПО, а во время проведения пуско-наладочных работ — наладчик АСУ ТП. Ни разработчик, ни наладчик не могут провести глубокую проверку ПО. Ими проверяются лишь основные режимы работы элементов системы. При этом не учитываются все возможные состояния элементов системы и значения всех результатов решения задач. Оценка качества тестирования осуществляется субъективно, сам процесс не автоматизирован. Это свидетельствует о низком уровне организации тестирования ПО АСУ ТП.

В результате выходом стадий проектирования и наладки АСУ ТП является ПО с низкой надежностью и высоким риском отказов оборудования или длительных технологических простоев. Сами пуско-наладочные работы из-за отказов АСУ ТП, связанных с ошибками в ПО, занимают длительное время.

Для повышения качества и уменьшения времени необходима автоматизация процесса тестирования. Автоматизировать процесс полностью невозможно. Однако необходимо максимизировать автоматизацию самого процесса тестирования и увеличить его “глубину”, что позволит сократить длительность проведения пуско-наладочных работ и, тем самым, уменьшить затраты на них. Повысится надежность программного обеспечения, что в свою очередь сократит время простоев технологических объектов.

Предлагаемая работа посвящена решению проблем низкой надежности ПО АСУ ТП и снижению материальных, а, следовательно, и временных затрат на проведение пуско-наладочных работ.



Цель работы заключалась в разработке автоматизированной системы тестирования ПО систем программно-логического управления объектов нефтегазодобывающей отрасли.

Разработанная система испытаний предназначена для тестирования систем программно-логического управления технологическими объектами нефтедобывающей отрасли с целью выявления ошибок программного обеспечения (ПО).

Для реализации автоматизированного тестирования ПО АСУ ТП были поставлены и решены следующие основные задачи:

1. Разработка математических моделей основных элементов (объектов) нефтегазодобывающей отрасли.
2. Генерация и выбор тестовых данных.
3. Разработка тестового оракула;
4. Разработка тестовых сценариев.
5. Разработка методики тестирования ПО программно-логического управления.
6. Разработка программной платформы.

Поставленные задачи требуют специального подхода к решению.

При тестировании необходимо наличие объекта управления. Тестирование на реальном объекте может привести к выходу из строя оборудования. Работы необходимо выполнять в полевых условиях, что достаточно усложняет их. Так как АСУ ТП является системой с периферийными устройствами, то процесс тестирования может занимать продолжительное время. Перечисленные факторы обуславливают необходимость замены реального объекта управления виртуальным. Для этого требуется создать модель объекта управления. При моделировании предлагается каждый элемент системы представлять в виде конечного автомата. Конечные автоматы наглядны и просты в восприятии, удобны при проведении исследований по решению задач генерации тестовых сценариев.

Были разработаны математические модели основных элементов (объектов) нефтегазодобывающей отрасли, применяемых на ДНС (дожимных насосных станций), ПСП (приемо-сдаточных пунктов), НПС (нефтеперекачивающих станций), УППН (установки первичной переработки нефти), УПСВ (установка предварительного сброса воды).

Разработка математических моделей велась в программном пакете платформы Microsoft Visual Studio C# с применением технологий WPF (Windows Presentation Foundation).

В основе WPF лежит векторная система визуализации, не зависящая от разрешения устройства вывода и созданная с учётом возможностей современного графического оборудования. WPF предоставляет средства для создания визуального интерфейса, включая язык XAML (Extensible Application Markup Language), элементы управления, привязку данных, макеты, двухмерную и трёхмерную графику, анимацию, стили, шаблоны, документы, текст, мультимедиа и оформление.

Для каждого элемента системы разрабатываются алгоритмы в виде конечных автоматов для использования, именно, в системе автоматизированного тестирования. Эти конечные автоматы будут работать параллельно с алгоритмами, разработанными в программно-логическом



контроллере. Сама разработка осуществляется в виде дополнительных библиотек программной платформы системы автоматизированного тестирования (САТ). Применение конечных автоматов способствует охвату всех возможных состояний элементов системы и формирует задачу взаимодействия конечных автоматов между собой в процессе тестирования, их влияние друг на друга.

Тестирование выполняется в двух режимах: локальном и глобальном. Разделение на режимы позволяет находить “примитивные” ошибки на начальном этапе тестирования. Это позволяет не загружать САТ дальнейшими расчетами при более глубоком тестировании системы в целом.

Под локальным режимом понимается проверка работы конкретного элемента системы АСУ ТП: аналогового датчика, задвижки, клапана, насоса и др. При выявлении САТ ошибок в локальном режиме глобальный режим тестирования не реализуется до устранения ошибок в ПО АСУ ТП, найденных в локальном режиме.

Задача выполнения тестовых сценариев решается путем последовательного обхода графа переходов конечного автомата управления элементом (объектом). Условия перехода соблюдаются путем генерации параметров элемента, входящих в область текущего состояния. Задача тестового оракула выполняется путем контроля в фоновом режиме изменения состояний конечного автомата управления элементом согласно графу переходов. Контроль в фоновом режиме выполняется модулем тестового оракула САТ. Управление элементом (объектом) осуществляется ПЛК. Причем контроль текущего состояния программы управления на ПЛК осуществляется по критериям каждого состояния, описанным в конечном автомате элемента управления.

Под глобальным режимом тестирования понимается тестирование работоспособности всех элементов системы вместе, т.е. в связке. Этот режим выполняется после успешного локального тестирования.

В настоящее время САТ применяется для тестирования ПО АСУ ТП при разработке и реализации проектов нефтедобывающей отрасли. Во время испытаний система себя хорошо проявила, выявив ряд ошибок в ПО.

Оптимизация проектных решений по газоснабжению УПМ-40 с экономией товарного осушенного газа и снижением затрат на УКПГ

Р. К. Вахитов

ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»

Россия обладает третью мировых запасов природного газа. Поэтому все острее ставится вопрос о необходимости новых инновационных решений в нефтегазовой промышленности.

Практически весь добываемый в настоящее время и доставляемый по магистральным трубопроводам газ уже распределен между россий-



скими и зарубежными потребителями. Значимого роста добычи газа пока не ожидается, поэтому необходимо выкроить значительное его количество на развитие модернизаций газоснабжения на установках комплексной подготовки газа (УКПГ).

Излагаемая концепция сформировалась по результатам анализа: современных мировых тенденций развития новых газоперерабатывающих производств; объемов и размещения невостребованных или неэффективно используемых газовых ресурсов России; состояния и перспектив развития технологий в области газоперерабатывающей промышленности.

Уже в настоящее время освоено промышленное производство большого количества важных продуктов из природного газа. Каталитическая конверсия метана водяным паром является основным методом производства водорода и синтез — газа (смесь CO и H_2 в различных соотношениях). От метода конверсии зависят как технологическая, так и энергетическая схема производства метанола в целом.

Вопрос использования товарного осушенного газа на сегодняшний день является наиболее актуальной темой.

Обоснование узла газоснабжения на УПМ-40 по проекту с поз.56

УКПГ (Установка комплексной подготовки газа) представляет собой установку, содержащую оборудование по сепарации газового потока от капельной жидкости и механических примесей, по осушке газа от водяных паров и нестабильного газового конденсата. Осушка газа предусматривается методом низкотемпературной сепарации (НТС) с эжектором или с применением турбодетандерных агрегатов (ТДА) в режиме выработки нестабильного конденсата. Охлаждение газа с применением турбодетандерных агрегатов (ТДА) в модулях подготовки газа необходимо в летний период, когда температура газа после аппаратов воздушного охлаждения не может быть снижена до требуемой величины. Соответственно, очищенный и осушенный товарный газ из УКПГ 2-очереди отправляется в пункт коммерческого учёта газа по газопроводам с максимальным давлением 7,36 МПа, подаётся на КС Ямбургская, а часть с поз. 56 идет на установку производства метанола (УПМ-40). Подготовка нестабильного конденсата на УКПГ 2-очереди предусматривается методом разгазирования при снижении давления для удаления лёгких фракций углеводородов. Далее нестабильный конденсат из буферных емкостей БЕ-3 подаётся на установку деэтаннизации (УДК) для получения товарного продукта — деэтаннизированного конденсата с обеспечением требований к его качеству. Выделившийся газ (низконапорный газ) из емкостей БЕ-3 с расходом 33000 м³/ч, давлением 2,5 МПа и температурой 5,5 °С поступает на УДК в колонну ректификации для доочистки от этановой фракции. После деэтаннизированный газ отправляется в общую систему УКПГ 2-й очереди для очистки газа. Состав низконапорного газа подходит для УПМ-40 на конверсию метана.

Обобщенная блок схема УКПГ с узлами газоснабжения УДК и УПМ-40 (рис. 1), которая предусмотрена проектом от поз.56.



Рис. 1. Принципиальная схема узла газоснабжения УПМ-40

Газ из скважин поступает на УКПГ, где происходит осушка от нестабильного газового конденсата, который идет в буферные емкости УКПГ и на УДК. Соответственно из 2-х систем выделяется огромное количество низконапорного газа, которое дополнительно сжимается на компрессорной станции и поступает в общую линию товарного осушенного газа. Проектом УПМ-40 предусмотрено газоснабжение установки от позиции 56. При этом используется товарный осушенный газ, уже готовый к передаче в газотранспортную систему.

Внедрение мероприятия узла газоснабжения на УПМ-40 с поз.59

Обстоятельный анализ показывает, что из УКПГ из буферных емкостей БЕ-3 выходит большое количество выделившегося газа (низконапорный газ) $F=33000 \text{ м}^3/\text{ч}$, который отправляется на УДК и лишний раз очищается и сжимается с давлением от 2,5 МПа до 7,5 МПа. Соответственно, это лишние расходы на его сжатие в количестве 33000 $\text{м}^3/\text{ч}$ и лишние затраты на его циркуляцию по системе УКПГ. Данное мероприятие было принято с целью экономии товарного осушенного газа в объеме 4500 $\text{м}^3/\text{ч}$.

Предлагается использовать для УПМ-40 низконапорный газ с буферных емкостей или газ от установки деэтаннизации конденсата. Внедряемое мероприятие позволит увеличить выдачу товарного газа с УКПГ на 4300 $\text{м}^3/\text{час}$ и снизить затраты на сжатие этого же количества газа на УКПГ или УДК. Оптимизация проектных решений узла газоснабжения на УПМ-40 представлено на рис. 2.

Технологическое обоснование применения низконапорного газа на УПМ-40

В настоящее время товарный осушенный газ поступает на УПМ-40 с температурой 15°C и давлением 2,2 МПа на стадию конверсии.

В целом процесс конверсии метана эндотермический, протекает с поглощением тепла при температуре 830–850 °С. В связи с этим, окисление метана паром осуществляется в трубчатой печи риформинга поз. Р-100 на поверхности катализатора за счет тепла сгорания топливного газа. Соотношение пар: газ поддерживается в пределах 3,04:1 во избежание оса-



Рис. 2. Принципиальная схема модернизации узла газоснабжения УКПГ и УПМ-40

ждения свободного углерода на катализаторе. В качестве топливного газа рассматривается возможность использования как исходного природного газа, поступающего на установку, так и низконапорный газ из УКПГ. Технологической схемой предусматривается рекуперация высокопотенциального тепла как конвертируемого, так и дымовых газов на собственные нужды УПМ-40. В БТА трубчатой печи риформинга за счет тепла дымовых газов осуществляется:

- У-100 подогрев парогазовой смеси перед реакционной зоной;
 - У-200 перегрев насыщенного водяного пара перед смешением с природным газом;
 - У-300 подогрев питательной воды;
 - У-400 подогрев природного газа перед смешением с водяным паром;
 - У-500 подогрев топливного газа перед подачей в горелочные устройства печи для обеспечения процесса горения;
 - У-600 подогрев теплофикационной воды, который в данный момент отключен и находится в нерабочем состоянии;
- БТА хорошо справляется с задачей подогрева исходного газа.

Принципиальная технологическая схема модернизации газоснабжения на нужды УПМ-40 в узел конверсии метана представлена на рис. 3.

Технологические параметры (по модернизации) низконапорного газа из УКПГ на УПМ-40 поз.59: $T = -15\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p = 2,5\text{ МПа}$, $F = 4300\text{ м}^3/\text{ч}$, на УПМ-40 в качестве топлива применяется товарный осушенный газ $F = 2200\text{ м}^3/\text{ч}$

Техническая оценка предлагаемого проекта

Технологическое решение по газоснабжению УПМ-40, предлагаемое в данном проекте, возможно внедрить на действующем объекте.

Наиболее рационально использовать предлагаемое технологическое решение при проектировании новых установок.

Экономия товарного осушенного газа составит: $720\,000\text{ м}^3/\text{год}$.

Получение дополнительное количество метанола: $8\,000\text{ т}/\text{год}$.

Затраты капитального характера на внедрение: 3 млн руб .

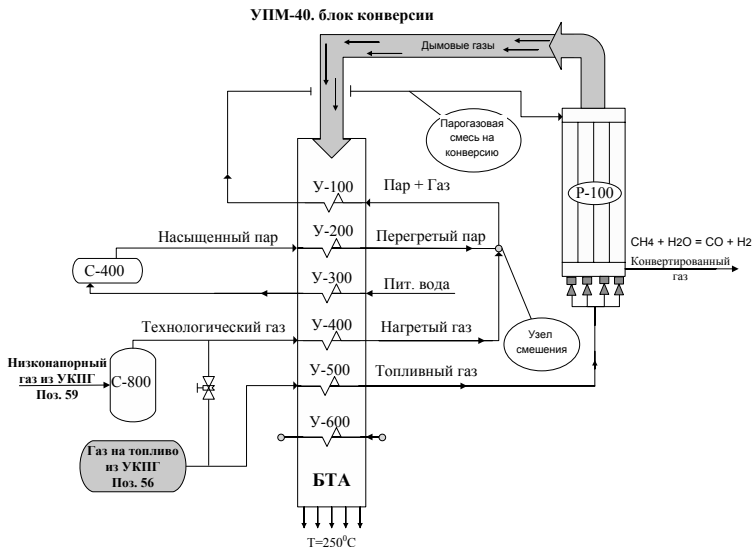


Рис. 3. Принципиальная схема узла конверсии метана на УПМ-40

Основные технологические решения при модернизации

1 Решение — технологические температурные параметры (для подогрева исходного газа на УПМ-40 хорошо справляется БТА).

2 Решение — регулирование параметров исходного газа на УПМ-40 (установить узел регулирования по давлению и поставить перемычку между низконапорным газом и товарным осушенным газом).

3 Решение — Заброс жидкой фазы на УПМ-40 из буферных емкостей (модернизация газосепаратора исходного газа на УПМ-40 — это установка устройства равномерного распределения газо-жидкостного потока в сепаратор)

Заключение

На основании полученных данных в экономическом расчете можно сделать вывод о высокой экономической эффективности данного проекта.

Реализация данного проекта может быть успешно реализована как на аналогичных промыслах группы Компаний ОАО «НОВАТЭК», так и на промыслах других газодобывающих компаний.

Ожидаемые результаты:

Экономия товарного газа в объеме 720 000 м³ в год.

Увеличение выработки метанола на 8000 тонн в год.

Внедрение данной разработки будет способствовать значительному увеличению прибыли ООО «НОВАТЭК — ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ».



Автоматизация расчетов водно-энергетического баланса и технико-экономических показателей ГЭС-15,16 на базе программного комплекса «AquaOnis»

Д. Ю. Веремчук

ООО «Газпромэнергохолдинг»

ОАО «ТГК-1» филиал «Кольский» каскад Серебрянских ГЭС

ОАО «ТГК-1» является компанией того типа, который ставит перед собой задачи постоянного совершенствования старых и внедрения новых, экспериментальных методов работы в производстве электрической энергии. Такая прогрессивная политика компании приводит к постоянно возрастающей тенденции повышения качества работы персонала.

Создание и внедрение разработанного программного комплекса (далее — ПК) очень органично отвечает указанной политике компании. ПК выполняет задачи по автоматизации расчетов водно-энергетического баланса и технико-экономических показателей ГЭС-15, ГЭС-16 филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1».

В связи с этим первоначальной **целью работы** стало: «создание специализированного программного комплекса для автоматизации водно-энергетических и технико-экономических расчетов, производимых на каскаде Серебрянских ГЭС».

В ходе разработки проекта решались следующие **задачи**:

- создание математической модели программного комплекса, используя графические и табличные данные, разработанные при проектировании станций;
- разработка схемы работы программного комплекса, исходя из специфики работы оперативного и административно-технического персонала КС ГЭС;
- формирование архивной базы данных при использовании программного комплекса;
- проектирование программного продукта, отвечающего поставленным требованиям.

Актуальность проблематики заключается в том, что большое количество отправляемой информации и высокая занятость оперативного персонала, ведущего расчеты, а также необходимость постоянного мониторинга водной обстановки приводят к необходимости автоматизации расчетов ВЭБ и ТЭП ГЭС.

1. Программный комплекс «AquaOnis»

Для решения поставленной цели работы был создан специализированный программный продукт «AquaOnis». Интерфейс программы представлен на рис. 1.

2. Математическая модель программного комплекса «AquaOnis»

В своей основе «AquaOnis» содержит выверенную математическую модель. В ее состав входит:

- Зависимость объемов водохранилищ Серебрянской ГЭС-15, 16 от отметки уровня. Достоверность аппроксимации — 1;

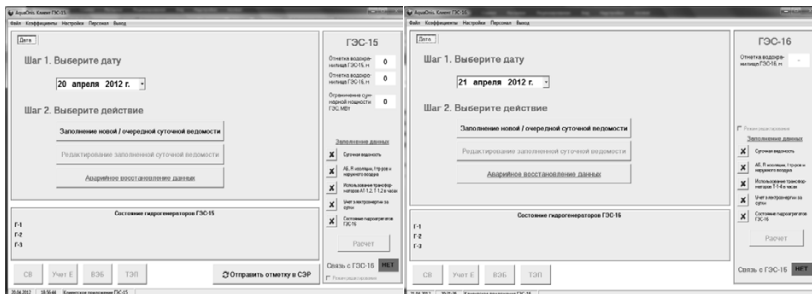


Рис. 1. Интерфейс ПК “AquaOnis” Клиент ГЭС-15, 16

- Зависимость потерь напора в водоводах от нагрузки гидроагрегатов Серебрянской ГЭС-1, 2. Достоверность аппроксимации — 0,9967;
- Зависимость рабочего напора турбины «нетто» от расхода воды через турбину и потерь в водоводах Серебрянской ГЭС-1, 2 (гидроэнергетическая характеристика агрегата). Достоверность аппроксимации — 0,9894;
- Зависимость максимальной мощности ГЭС от уровня воды в водохранилище по условиям работы подводящего канала. Достоверность аппроксимации — $1 + 0,9827$.

Данная математическая модель построена исходя из графических и табличных данных, применяемых с момента сооружения станций, и прошедших ручной и компьютерный методы аппроксимации.

3. Схема работы ПК “AquaOnis”

Принципиальная схема работы ПК “AquaOnis” представлена на рис. 2.

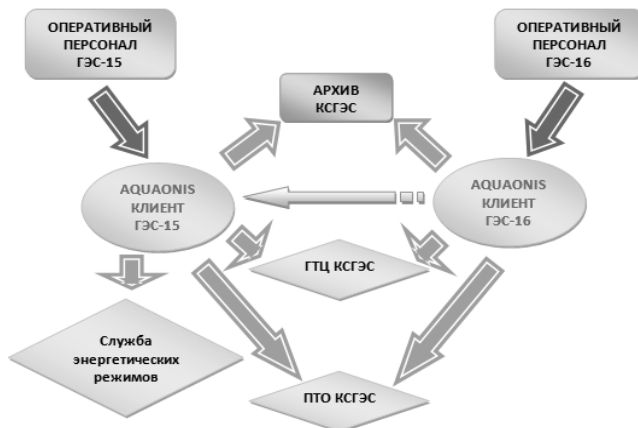


Рис. 2. Принципиальная схема работа ПК

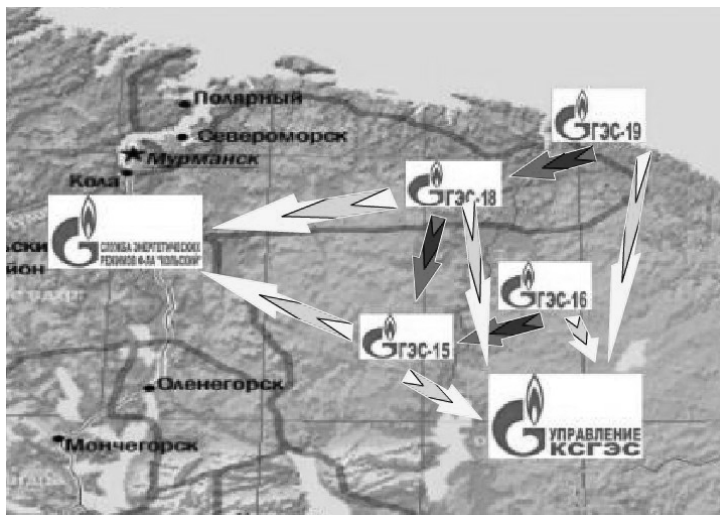


Рис. 3. Медиа-схема рассылки информации “AquaOnis”

Данная схема работы ПК (см. рис. 2, 3) позволяет осуществлять статический и динамический обмен информации и архивацию расчетов.

Ежесекундный обмен данными делает возможным мониторинг водно-энергетической обстановки на каскаде Серебрянских ГЭС, что является залогом безаварийной и финансово положительной работы гидроэлектростанций.

4. Формирование архивов и отчетов

В своей работе ПК “AquaOnis” позволяет не только значительно упростить работу оперативного персонала станций, но и увеличить правильность и быстроту создания, оформления и рассылки по адресатам следующих отчетов:

1. В службу гидротехнического цеха КС ГЭС — суточные ведомости ГЭС-15, ГЭС-16;
2. В производственно-технический отдел КС ГЭС — суточные ведомости ГЭС-15, 16;
3. В службу энергетических режимов филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» — Макет 017;
4. Создание и доступность редактирования архива данных программного комплекса — всем заявленным адресатам.

Отправка отчетов и создание архивов выполняется в автоматическом режиме после предоставления данных на контроль оперативному персоналу.

Архивация данных выполнена с высокой долей надежности (в т.ч. и на бумажном носителе), что позволяет упростить многочисленные ведомости и журналы, переведя их в электронный вид.



5. Преимущества и недостатки ПК “AquaOnis”

Любой ПК в ходе разработки приобретает определенные преимущества и недостатки.

Преимущества ПК «AquaOnis»:

- получение точных данных по водно-энергетическому и технико-экономическому расчету КС ГЭС;
- автоматизация отправки отчетной документации назначенным адресатам;
- снижение занятости оперативного персонала станций;
- сведение к минимуму количества ошибок в расчетах;
- динамический контроль водной обстановки ГЭС-15, 16;
- высокий уровень архивации;
- простота и удобство использования программы.

Недостатки ПК «AquaOnis»:

На данном этапе внедрения и использования программы, выявленные недостатки постоянно устраняются с учетом пожеланий персонала станций. К определенным недостаткам можно отнести невозможность по техническим причинам получать данные по режиму станций в автоматическом режиме напрямую со шитовых приборов.

6. Этапы, сроки и масштаб внедрения

Этапы и сроки внедрения ПК “AquaOnis”:

1. Проведение технических испытаний ПК “AquaOnis” на основе уже существующих данных — февраль — март 2012 г.
2. Ознакомление персонала станций с ПК “AquaOnis” — апрель-май 2012 г.
3. Сдача программы в опытную эксплуатацию и контроль за работой ПК “AquaOnis” — июнь 2012 г.
4. Сдача ПК “AquaOnis” в промышленную эксплуатацию — 21 сентября 2012 г.
5. Тестирование математической и программной модели для каскада Терiberских ГЭС — 1 октября 2012 г. — по настоящее время.

Масштаб внедрения ПК “AquaOnis”:

ПК “AquaOnis” рассчитан для работы на каскадах Серебрянских и Терiberских ГЭС с возможным внедрением ПК на любой ГЭС ОАО «ТГК-1».

7. Качественный эффект от внедрения

На данном этапе внедрения и работы с ПК “AquaOnis” уже удалось добиться высоких показателей по снижению количества ошибок оперативного персонала в расчетах и значительно уменьшить влияние «человеческого фактора» на обработку конечных данных.

Также удалось уменьшить объем затрачиваемого времени на фиксацию и обработку данных в расчетах.

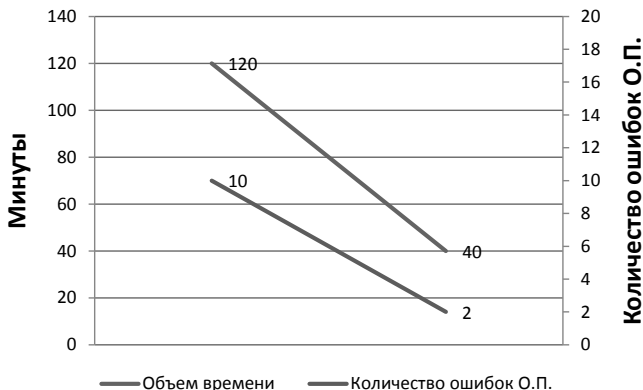


Рис. 4. Качественный эффект от внедрения

8. Системные требования ПК «AquaOnis»

Windows XP SP1-SP3 или более поздние выпуски;
 Разрядность системы — x32, x64;
 HDD — 300 Mb;
 ОЗУ — 512 Mb;
 Microsoft Excel версии 97–2003 и выше;
 Microsoft Access версии 97–2003 и выше;
 Настроенная локальная сеть между персональными компьютерами,
 с установленной программой.

Заключение

На данном этапе внедрения и работы с ПК «AquaOnis» уже удалось добиться высоких показателей по снижению количества ошибок оперативного персонала в расчетах и значительно уменьшить влияние «человеческого фактора» на обработку конечных данных.

Подводя некоторые промежуточные итоги работы, хотелось бы отметить, что разработанный и проходящий этап внедрения в производство ПК «AquaOnis» зарекомендовал себя в целом с положительной стороны.

Трудоемкая работа по созданию математической модели программного комплекса и внедрению программного продукта с последующей его оптимизацией под рабочие места ГЭС-15, ГЭС-16 позволила добиться ожидаемого эффекта: снизилось количество ошибочных расчетов, увеличилось качество архивируемой документации, ускорился электронный документооборот.

В заключение хотелось бы подчеркнуть, что ПК «AquaOnis» изначально разрабатывался для эксплуатации на ГЭС-15, 16, 18, 19 с головной станцией ГЭС-15. После завершающего этапа внедрения ПК «AquaOnis» на ГЭС-15, 16 и анализа полученных результатов работы программы продолжится работа по расширению данного программного комплекса на ГЭС-18, 19.



Применение плунжер-лифта

А. А. Виноградов

ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»

Современное состояние большинства Российских месторождений нефти и газа можно условно разделить на 2 группы: месторождения, находящиеся на завершающей или поздней стадии разработки с остаточными запасами, а также месторождения с трудноизвлекаемыми запасами. С каждым годом добыча нефти из скважин вышеперечисленных месторождений из-за ряда причин (высокие значения обводненности скважинной продукции, потребляемой электроэнергии, рост влияния осложняющих факторов, необходимость применения дорогостоящего подземного оборудования и другие) характеризуется увеличением затрат и острой потребностью в выработке решений для их уменьшения. Именно поэтому на сегодняшний день существует ясное понимание того, что помимо поддержания максимальных количественных показателей темпов отбора нефти и высоких показателей наработки на отказ погружного оборудования одновременно с этим не менее важным является обеспечение максимальных показателей энергоэффективности самого процесса поднятия пластового флюида на поверхность и как следствие решение проблемы высоких удельных затрат на добычу 1 тонны нефти.

Целью проекта является снижение себестоимости 1 тонны нефти в ряде скважин за счет внедрения рационального, энергоэффективного решения и сокращения удельных затрат на добычу путем применения оптимальной для данных скважин технологии плунжер-лифта.

Большое влияние на процесс добычи пластового флюида из скважин оказывают осложняющие факторы. Одним из таких факторов является высокое газосодержание в добываемой продукции.

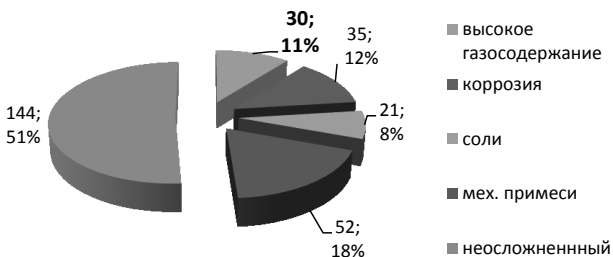


Рис. 1. Диаграмма распределения действующего фонда ОАО «ННП» УНП-4 по осложнениям в 2011 году

Рассмотрим структуру фонда скважин Ван-Ёганского месторождения Крупненнского нефтепромысла № 4 (УНП-4), входящего в состав ОАО «ННП» в зависимости от присутствия осложняющих факторов за 2011 год. Общий фонд скважин составляет 282 скважины. Из них, как видно из диаграммы на рис. 1–11% фонда или 30 скважин имеют очень высокое газосодержание. Значения дебита газа по каждой из этих



скважин достигает более 24000 м³/сутки, а дебита жидкости менее 25 м³/сутки, то есть это малодобитный фонд. Данные скважины оборудованы установками ЭЦН с номинальной производительностью от 50 до 125 м³/сутки, то есть ЭЦН в данных скважинах работает на 50% и менее от своих потенциальных возможностей. Помимо этого, высокое газосодержание на входе в ЭЦН оказывает вредное влияние на его работу, ведь газ, заполняя рабочие органы ЭЦН приводит к: 1) снижению или срыву подачи насоса; 2) перегреву ПЭД или кабеля из-за холостой работы ЭЦН и как следствие отказу из-за снижения сопротивления изоляции; 3) преждевременному износу рабочих органов ЭЦН из-за кавитации. По причине вредного влияния газа произошло 10 отказов ЭЦН в 2011 году. Средняя наработка на отказ ЭЦН в 2011 году по данным 30 скважинам 300 суток, в то время как средняя наработка на отказ ЭЦН по УНП-4 составляет 600 суток.

Также высокое газосодержание в добываемой продукции приводит к такому явлению, как фонтанирование скважин по затрубному пространству. На фонде УНП-4 эксплуатируется 15 таких скважин. ЭЦН, спущенные в данные скважины, отключены или работают в периодическом режиме с минимальной производительностью (в среднем 6 часов в сутки). Однако, несмотря на это, затраты за взятые в прокат у подрядной организации и спущенные в данные скважины ЭЦН выплачиваются в полном объеме и составляют в среднем 1000000 рублей в год за 1 скважину. Фонтанирование скважин по затрубному пространству запрещено законом «О недрах», то есть компания несет материальную ответственность в виде выплаты штрафов и имеет целый ряд негативных последствий: 1) образование гидратных пробок, приводящая к проведению АДП, ПРС; 2) коррозия эксплуатационной колонны, приводящая к проведению дорогостоящих РИР; 3) размыв клямс, приводящий к отставанию кабеля от НКТ и ремонту с аварийными работами.

Исходя из всего вышеизложенного, можно сделать выводы, что ЭЦН в низкодобитных скважинах с высоким газосодержанием, а также в скважинах, фонтанирующих по затрубному пространству, имеет низкий КПД и является высокозатратным способом эксплуатации.

Для борьбы с вредным влиянием газа на работу ЭЦН существует множество методов, наиболее эффективным из которых сегодня считается применение газосепараторов различных конструкций, диспергаторов, насосов конусной сборки. Данное оборудование имеет высокую стоимость от 100000 рублей и выше, однако, как показал опыт применения данных устройств в УНП-4 с ЭЦН эффект от применения очень низкий и не решает проблему вредного влияния газа. Данное утверждение подтверждает, инициированные ТНК-ВР исследования, проведенные научно-исследовательским центром «Смена» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, по определению эффективности устройств защиты УЭЦН от вредного влияния газа. Исследования проводились с ЭЦН в сборе с различными устройствами защиты от вредного влияния газа. По итогам исследований были составлены 2 номограммы для ЭЦН с номинальными подачами 80 и 125 м³/сутки, показывающие КПД ЭЦН в зависимости от входного газосодержания. Так для ЭЦН-80 максимальное КПД равно 27%, а для ЭЦН-125 КПД равно 42% при входном газосодержании



55 %. Стоит также учитывать, что в рассматриваемых нами скважинах значение входного газосодержания достигает 65 % и более. Результаты данных исследований опубликованы в журнале «Инженерная практика» № 5, 2011 год, а номограммы представлены в приложении 1.

Использование на фонде скважин с высоким газосодержанием остальных методов добычи, таких как УШСН и УЭВН взамен УЭЦН также неэффективно по целому ряду причин. УШСН имеет высокий КПД на малодобитном фонде скважин, однако, высокая стоимость строительства станка-качалки (около 1 миллиона рублей на 1 скважину), а также в связи с тем, что рассматриваемые скважины имеют глубину залегания продуктивных горизонтов 1700 м и более с высоким для УШСН углом кривизны скважины использование УШСН ненадежно из-за высокой металлоемкости конструкции подземного оборудования, то есть высок риск обрыва штанг, протертости НКТ. ЭВН имеет низкую чувствительность к нефти с высоким газосодержанием, однако, слабым звеном в системе является ПЭД, который также, как и в случае с ЭЦН часто перегревается в процессе работы, что в итоге приводит к его преждевременному выходу из строя из-за снижения сопротивления изоляции. УЭВН с верхностным приводом имеет те же недостатки, что и УЭЦН. Так на фонде УНП-4 в 2011 году произошло 3 отказа ЭВН со средней наработкой на отказ около 100 суток.

Для решения проблемы фонтанирования по затрубному пространству возможно применение перепускных клапанов, которые позволяют перепускать жидкость из затрубного пространства в трубное. Однако, при использовании данных клапанов на Туймазинском месторождении в ряде скважин жидкость начала фонтанировать через них, при этом ЭЦН остался выключенным, то есть данная технология не решает проблемы затрат за прокат и обслуживание спущенного, но неработающего в данных скважинах, ЭЦН.

Из всего вышенарисованного, можно сделать выводы, что существующие основные методы борьбы с вредным влиянием газа, классические способы эксплуатации (УШСН, УЭВН), а также технологии для предотвращения фонтанирования скважин по затрубному пространству, рассмотренные выше, в низкодебитных скважинах с высоким газосодержанием, а также в скважинах, фонтанирующих по затрубному пространству, являются низкоэффективными методами.

Ситуация осложняется, что при эксплуатации данного фонда следует учитывать границу максимизации добычи, так как 60 % фонда имеют очень низкую разницу между забойным давлением и давлением насыщения. Дальнейшая интенсификация темпов отбора жидкости из скважины приведет к снижению P забойного ниже P насыщения, а в итоге к падению дебита жидкости и росту дебита газа.

При взгляде на проблему под другим углом, был найден оптимальный метод ее решения. Он соответствует выражению: «Не можешь одолеть своего врага, тогда сделай его своим другом». Существуют способы эксплуатации скважин, где высокое газосодержание является положительным фактором, так подъем жидкости на поверхность происходит за счет энергии газа. Один из таких способов, относящихся к периодическому газлифту, является плунжер-лифт.

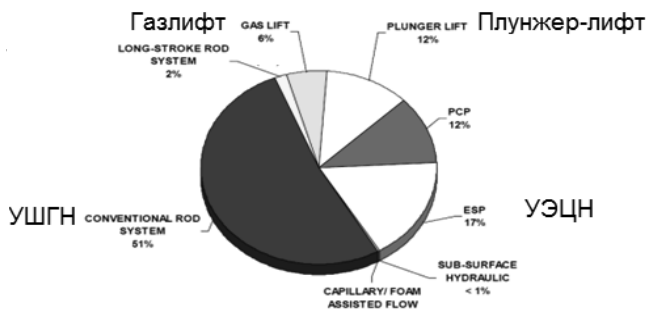


Рис. 2. Диаграмма распределения мирового фонда скважин в зависимости от способа эксплуатации

Несмотря на то, что плунжер-лифт практически не распространен в России, однако, плунжер-лифт широко распространен в мире. Рассмотрим диаграмму распределения мирового фонда скважин в зависимости от способа эксплуатации, представленную на рис. 2.

Согласно данным агентства Welling & Company 12% мирового фонда скважин эксплуатируются с помощью плунжер-лифта. Для сравнения УЭЦН применяется всего лишь в 17% мирового фонда скважин. Достаточно высокий процент распространенности плунжер-лифта в мире подтверждает его работоспособность и эффективность.

Причину нераспространенности плунжер-лифта в России я вижу в следующем. Высокая себестоимость скважинной продукции обусловила новый этап — этап развития энергоэффективных технологий в Российской нефтедобыче, который начался относительно недавно, примерно, с 2010 года. Именно поэтому плунжер-лифт до этого практически не применявшийся в России, сегодня является одной из актуальных технологий — технологий — технологий, необходимость применения которых диктуют сложившиеся современные условия нефтедобычи.

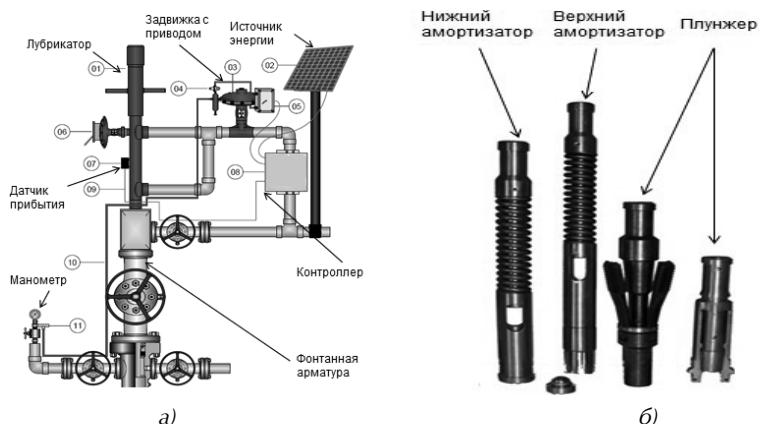


Рис. 3. Подземное (а) и наземное (б) оборудование плунжер-лифта



Плунжер-лифт состоит из наземного и подземного оборудования (рис. 3). Наземное оборудование включает лубрикатор, источник энергии, задвижку с приводом, датчик прибытия, манометры, контроллер. Подземное оборудование включает: плунжер; верхний амортизатор; нижний амортизатор.

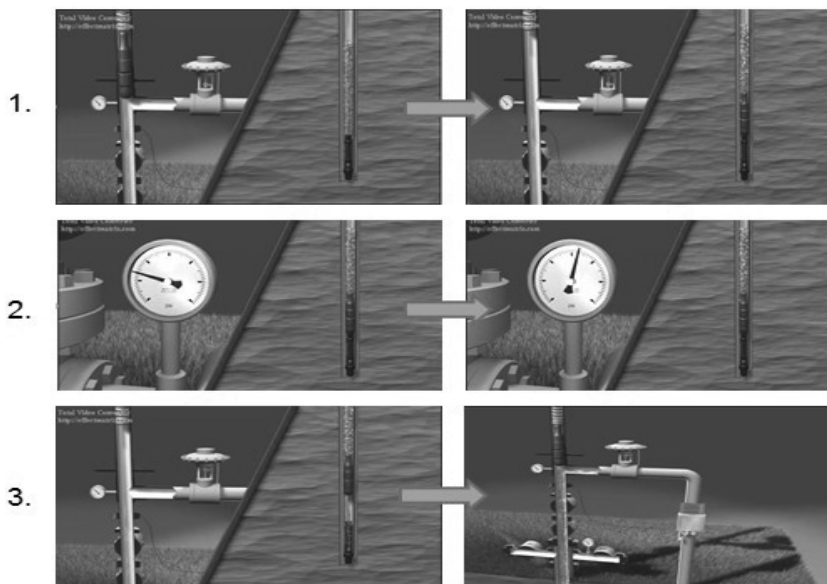


Рис. 4. Принцип работы плунжер-лифта

Рассмотрим принцип работы плунжер-лифта (рис. 3 и 4): он состоит из циклов спуска и подъема по колонне НКТ от устья до забоя (от верхнего амортизатора к нижнему и обратно) плунжера согласно заданного режима работы (начало спуска и подъема плунжера; время между этими операциями ограничиваются временными интервалами, значениями давления, а в современных контроллерах скоростью движения плунжера в скважине).

Перед началом спуска плунжера давление в затрубном пространстве (на манометре 11) минимально, а задвижка с приводом 3 открыта, затем при подаче сигнала с контроллера 8 задвижка 3 закрывается, после этого происходит спуск плунжера. При спуске плунжера в лифтовой колонне клапан его открыт, а уплотнение сложено для уменьшения сопротивления. После удара его о нижний амортизатор клапан закрывается, уплотняющие элементы раздвигаются, над плунжером начинает накапливаться столб жидкости (рис. 4.1). Так как задвижка 3 закрыта происходит рост давления в затрубном пространстве (рис. 4–2) и по прошествии определенного времени или достижении определенного значения давления контроллер 8 дает сигнал открытия задвижки 3 и плунжер за счет резкого перепада давления и энергии газа скважины вместе с находящимся над



ним поднимается к устью скважины. При входе в лубрикатор плунжер ударяется о размещённый в нём верхний амортизатор, клапан открывается, а плунжер удерживается до окончания фазы выброса продукции скважины (рис. 4–3). Применяют также плунжеры без отверстия, т.е. поршни (иногда в виде шаров). Наличие в лифтовой колонне свободно передвигающегося плунжера, отделяющего газовую пробку от поднимаемого ею столба жидкости, препятствует прорыву газа в жидкость и стеканию её по стенкам труб. Это увеличивает эффективность процесса добычи — для подъёма жидкости оказывается достаточно пластовой энергии (скважина работает в режиме периодического фонтанирования). Кроме того, при движении плунжера происходит удаление парафиновых отложений со стенок труб.

Одним важных элементов оборудования плунжер-лифта является интеллектуальная система управления.

Она обеспечивает:

- 1) возможность отслеживать параметры работы плунжер-лифта по системе Регион 2000 для своевременного предотвращения возможных осложнений в работе (прихват плунжера, парафиновая пробка и другие). Некоторые из отслеживаемых параметров показаны в приложении № 2;
- 2) возможность автономной работы по заданным алгоритмам с учетом давления в скважине и текущих рабочих условий. Оптимизация длины каждого рабочего цикла на основе данных по скважине и возможностей системы.

Рассмотрим технологический эффект и преимущества применения плунжер-лифта.

Использование технологии плунжер-лифта позволяет:

- 1) добывать такое же количество пластового флюида, что и с УЭЦН, но при этом сократить затраты на добычу (подъём жидкости на поверхность) в 3 и более раз.
- 2) решить проблему фонтанирующих по затрубному пространству скважин;
- 3) снизить количество операций по ТКРС за счет возможности ревизии подземного оборудования плунжер-лифта с помощью канатной техники без глушения скважины и бригады ремонта (затраты по ревизии подземного оборудования плунжер-лифта в 3 раза меньше, чем затраты по смене подземного оборудования УЭЦН);
- 4) снизить количество спуско-подъёмных операций скребка до 0 (плунжер-лифт выполняет при подъёме функцию скребка).

Важно сказать, что существуют определенные требования к скважинам-кандидатам для плунжер-лифта. Главные из них:

- 1) незначительное содержание песка в пластовом флюиде;
- 2) разница давлений между затрубным пространством и НКТ должна быть выше 14 бар (указывает на потенциал для подъема);
- 3) Соотношение газа к жидкости должно составлять $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ на каждые 1000 м подъема (пример: скважина глубиной 3000 м должна производить более 3000 м^3 газа на 1 м^3 жидкости). Остальные приведены в приложении № 3.



Проект, реализованный на практике в качестве пилотного, стартовал 10 месяцев назад, уже успешно применен на 2 скважинах. Плунжер-лифт был применен на 2 скважинах Ван-Еганского месторождения. До этого они эксплуатировались УЭЦН и фонтанировали по затрубному пространству. После применения системы плунжер-лифта дебит жидкости остался тем же, что и с УЭЦН, а фонтанирование по затрубному пространству прекратилось.

На данный момент можно с уверенностью заявить, что метод подтвердил свою работоспособность в практических условиях, цель проекта достигнута, приносит экономический эффект.

Плунжер-лифт в 2013 году планируется к внедрению еще на 25 скважинах Ван-Еганского месторождения, а также на всех месторождениях предприятия.

Применение плунжер-лифта актуально и возможно на других скважинах большинства месторождений компании.

Для расчета экономической эффективности использовался критерий снижения затрат при одинаковом дебите добываемой жидкости при эксплуатации одной и той же скважины с помощью плунжер-лифта или УЭЦН за период 3 года. Это возможно за счет:

- снижения количества потребляемой электроэнергии, так как при подъеме жидкости на поверхность используется собственная пластовая энергия газа, а для работы контроллера и привода задвижки необходимо всего лишь 38000 мА·h энергии. Это настолько мало, что источником питания в летнее время служит солнечная батарея или при отсутствии солнца 4 батарейки типа «D»;
- сокращения затрат, выплачиваемых за прокат и обслуживание ЭЦН, которые составляют 3000000 рублей за 3 года за 1 скважину против 500000 за 3 года эксплуатации плунжер-лифта;
- сокращение затрат на операции ПРС.

Приведенные инвестиции (PVI) составили 25,00 тыс. \$ США. Дисконтированный денежный поток (NPV) составил 53,00 тыс. \$ США. Индекс Рі равен 3,09 единицам. Срок окупаемости проекта менее 1 года.

Применение плунжер-лифта оказывает положительное влияние на технику безопасности: за счет уменьшения операций КРС и спуско-подъемных операций скребка снижается потенциальный риск возникновения травм и аварий, которые могли бы быть при выполнении данных операций. Также следует отметить, что применение плунжер-лифта является примером бережного отношения к окружающей среде, так как для его работы используются в основном альтернативные источники энергии.

Подводя итоги ко всему вышесказанному: благодаря применению плунжер-лифта есть возможность существенно сократить удельные затраты на добычу 1 тонны нефти, извлекая ее на поверхность с максимальной энергоэффективностью, в фонде скважин с высоким газосодержанием и низким дебитом. Данные скважины существуют на всех месторождениях компании. Таким образом, данный проект будет актуален не только на промыслах ЦДО ВНИГ, но и компании в целом.



Подбор оптимального типа заканчивания скважин с ГРП на основе моделирования системы разработки неоднородного пласта

Т. И. Гагаулин, П. И. Елисеев

ООО «НОВАТЭК НТЦ»

А. А. Лутфуллин

ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАМЕНЕФТЕГАЗ»

Основным методом разработки нефтенасыщенных, низкопроницаемых, анизотропных пластов является гидроразрыв пласта. В настоящее время активно развивается технология многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах (далее — ГС с МСГРП), позволяющая за одну операцию провести ГРП в нескольких зонах горизонтальной скважины.

В данной работе рассмотрена последовательность действий, созданная при расчете прогнозных показателей системы разработки с ГС с МСГРП и сравнении показателей с сетками вертикальных скважин. Основной проблемой расчета показателей разработки системы ГС с МСГРП на полномасштабной гидродинамической модели (далее — ГДМ) является отсутствие ориентира как по входным дебитам скважин, так и по динамике падения добычи. Для настройки упрощенного представления таких скважин в полномасштабной ГДМ были созданы детальные гидродинамические модели для различных типов заканчивания — ГС с МСГРП и вертикальной скважины с ГРП для различных коллекторских свойств пласта, рассчитана зависимость отношения дебитов скважин на псевдо — установившемся режиме притока.

В работе приводятся результаты фактически проведенных операций по МСГРП, сравнение проектных и фактических показателей, извлеченные уроки.

Описание участка разработки

Объектом разработки являются пласты Сортымской свиты меловых отложений. Пласты представлены линзовидными песчаными телами, вытянутыми в субмеридиальном направлении. Тела литологически экранированы, границы крупных тел хорошо прослеживаются в результатах сейсмических исследований. Выделенные по сейсмике продуктивные пласты представлены в разрезе 0.1–2 м слоями с черепицеобразным строением. Насыщение большинства линз массивное, без подстилающей воды. В Восточной части выделяется газовая шапка. Пласт характеризуется высокой изменчивостью разреза по латерали, что усложняет задачу организации системы поддержки пластового давления.

Смачиваемость породы меняется как по линзам, так и в вертикальном разрезе от преимущественно гидрофильных пород, до преимущественно гидрофобных.

Соотношение подвижностей флюид/вода в большинстве случаев менее 1 вследствие относительно низкой вязкости нефти в пластовых условиях (0.5–0.3 сПз).



Основным методом интенсификации притока пласта является гидро-разрыв пласта, 90 % действующего фонда добывающих скважин работает с ГРП. При оценке технологических показателей разработки неразбуренных участков месторождения рассматривались различные сетки вертикальных скважин с ГРП и ГС с МСГРП. В условиях отсутствия работающего прототипа ГС с МСГРП для настройки дебитов скважин использовалось отношение дебитов ГС с МСГРП к дебиту вертикальной скважины с ГРП, полученная на секторной модели. Был выработан критерий применимости ГС с МСГРП в зависимости от коллекторских свойств пласта.

Моделирование различных типов заканчивания на секторной модели. Построение отношения дебита ГС с МСГРП к дебиту вертикальной скважины с ГРП для различных проницаемостей

Для моделирования соотношения дебитов различных типов заканчивания для нескольких наборов свойств пласта была создана детальная секторная модель.

Предположения и допущения:

- 1) Скважина работает на истощении в середине замкнутой области площадью 400 Га (2*2 км)
- 2) Форма трещины ГРП прямоугольная с неизменными свойствами по всему объему. Размеры трещин ГРП для горизонтальных и вертикальных скважин одинаковы.
- 3) Участок располагается в ЧНЗ, используются PVT свойства из исследования глубинных проб разведывательной скважины, пластовая нефть ненасыщенная газом (Рпл — 305 Атм, Рнас — 210 Атм)
- 4) Одинаковый контроль по забойному давлению для горизонтальной и вертикальной скважины

Для принятия решения о типе оптимального заканчивания скважины продуктивного пласта проведено имитационное моделирование трех вариантов:

- 1) Вертикальная скважина, проперфорированная на всю мощность пласта с вертикальной трещиной ГРП (рис. 1).
- 2) Горизонтальная скважина с тремя трещинами ГРП, проперфорированная по 5 метров в интервале раскрытия трещин. Плоскость трещин нормальна направлению ствола скважины (рис. 2).
- 3) Горизонтальная скважина с тремя трещинами ГРП, с перфорацией по 5 метров в центре симметрии каждой трещины. Плоскость трещин совпадает с направлением ствола скважины.

Результаты расчетов на секторной модели

По результатам численных экспериментов на секторной модели для каждого значения проницаемости пласта были рассчитаны зависимости отношения дебитов ГС с МСГРП к ВС с ГРП во времени (рис. 3). Данные зависимости были рассчитаны для ряда значений ФЕС (рис. 4) и использовались для корректировки дебитов ГС с МСГРП во времени.

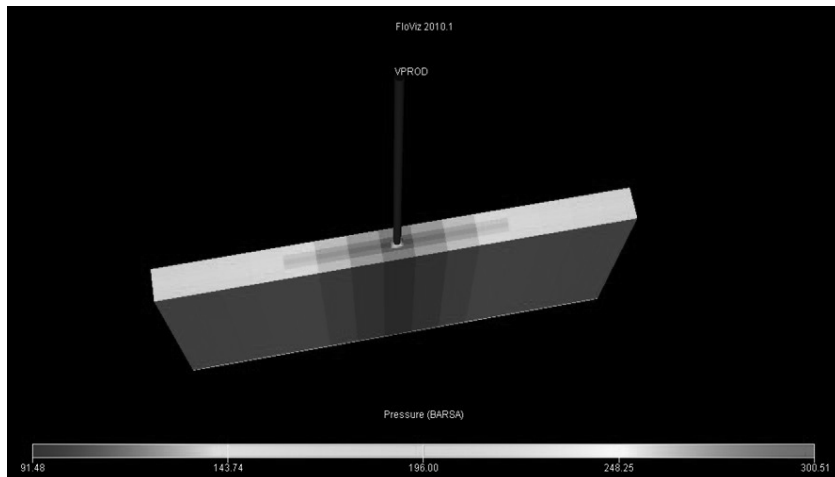


Рис. 1. Распределение давления в вертикальной трещине в начальный момент притока (вертикальная скважина)

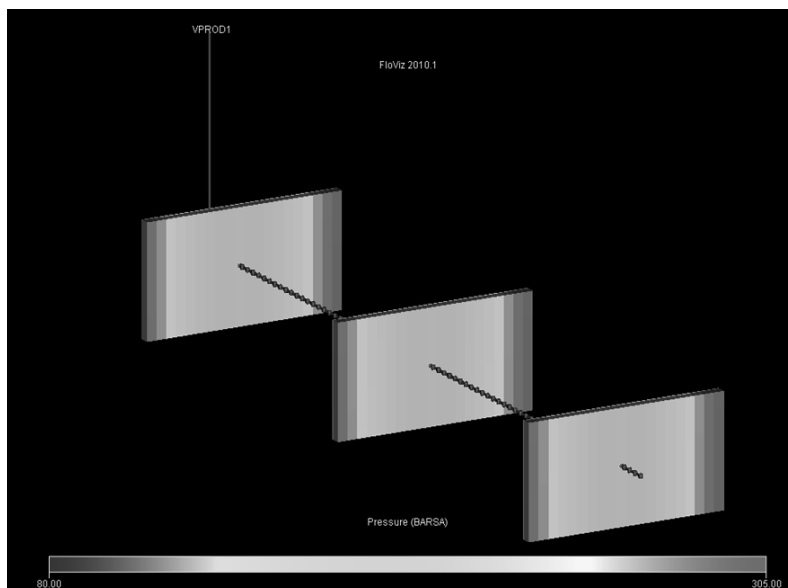


Рис. 2. Распространение давления в трещине в начальный момент притока. (горизонтальная скважина с 3 ГРП)

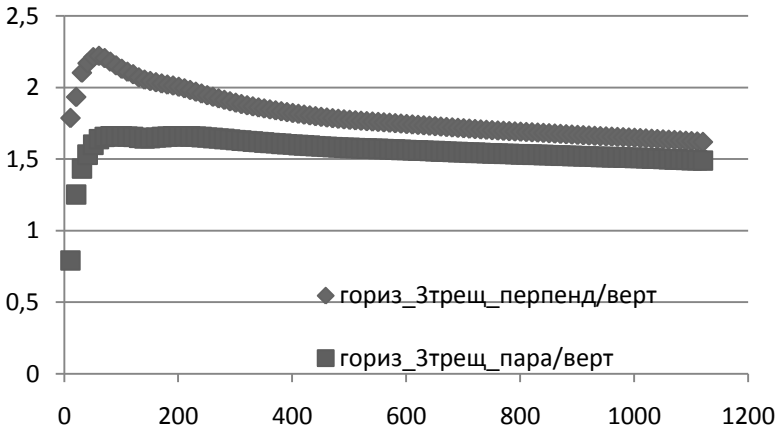


Рис. 3. динамика отношения дебита горизонтальных окончатий к вертикальному, $P_{заб} = 75$ Атм; «пара» — трещины ГРП по горизонтальному стволу, а «перпенд» — трещины по нормали к гор. Стволу

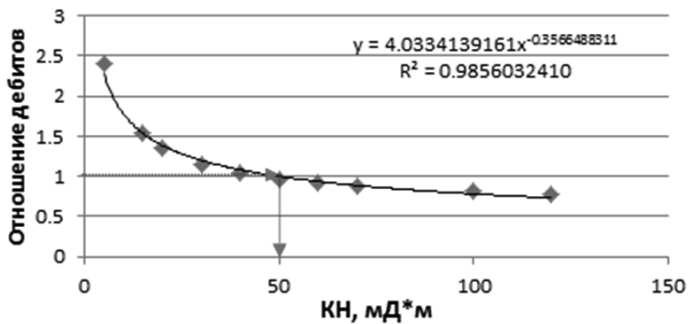


Рис. 4. Отношение дебитов горизонтальной и вертикальной скважин с ГРП

Полномасштабные расчеты

Особенностью моделирования горизонтальных скважин с ГРП является то, что в модели необходимо рассчитать приток из слоев, которые скважина не пересекает, при этом, необходимо «связать» все пропластки, приобшненные трещиной ГРП, со стволом скважины. Наиболее простые методики, связанные с применением множителя на проводимость перфорации или Скин-фактора, соответствующих увеличению проводимости скважины с ГРП, в данном случае не работают, т.к. горизонтальная скважина может и не вскрывать приобшаемые пропластки. Если между пропластками образуется непроницаемая граница, то без фиктивной перфорации данные части пласта не приобшаются в добычу, что в реальности происходит при ГРП.



Приемлемым способом является представление трещины ГРП в модели как дополнительного стока в виде дополнительной перфорации в ячейках, которые вскрывает трещина ГРП. Такой метод решает вопрос с непроницаемыми границами в пласте и не ставит обязательным условием вскрытие приобшаемого интервала основным стволом скважины. К тому же, в таком упрощении возможна автоматизация процесса добавления ГРП в модель, что значительно ускоряет работу.

Однако, как показали сравнительные расчеты, на горизонтальных скважинах, в случае ограниченной сообщаемости трещина — ствол скважины, которая наблюдается при нормальном расположении трещин ГРП относительно ствола, в данном методе отсутствует сопротивление потоку. Таким образом, необходимо калибровать результаты расчетов на показатели синтетической модели, где трещина ГРП задана в явном виде. Сравнить результаты расчетов напрямую с синтетической моделью нельзя, так как несмотря на равенство КН (произведение проницаемости на мощность пласта), в реальной модели связанность пропластков из-за наличия глинистых перемычек значительно ниже.

Результаты расчетов с применением калибровки показали:

1. Накопленная добыча системы разработки из 39 ГС с МСГРП за 20 лет на 7% превышает накопленную добычу 88 вертикальных скважин с ГРП при одинаковом межскважинном расстоянии.

2. Удельная накопленная добыча на 1ГС с МСГРП на 137% больше накопленной добычи вертикальной скважины с ГРП.

3. По рассчитанной зависимости выявлено, что оптимальными условиями для бурения ГС с МСГРП являются линзы с КН до 20 мД·м, при КН > 50 мД·м рекомендуется бурить ВС с ГРП либо снижать гидравлические потери при притоке флюида в муфту ГРП за счет дополнительных перфораций по стволу скважины.

4. При моделировании ГС с МСГРП в расчлененных тонкослоистых коллекторах необходимо приобшать в добычу изолированные пропластки, подключаемые трещиной ГРП. Это можно реализовать как в виде фиктивных перфораций в приобшаемых слоях, так и в виде несоседних соединений, восстановления литологии в ячейках сетки, но последние два метода значительно снижают скорость расчетов.

5. При использовании фиктивных перфораций для имитации ГРП пропадает эффект возрастания гидравлического сопротивления у связи пласт — скважина при возрастании дебита жидкости / газа (эффект «горла»). Необходимо корректировать продуктивность таких скважин по результатам моделирования вертикальных скважин с ГРП, используя зависимость отношения дебитов.

Выводы и рекомендации по результатам работы скважин

Выбор системы заканчивания в виде горизонтальных скважин с многостадийным ГРП на месторождении позволяет увеличить коэффициент охвата по площади и разрезу, что в конечном итоге увеличивает накопленную добычу и повышает рентабельность проекта.



Учет фактического распространения минимальных горных давлений и распространения песчаных тел позволяет повысить эффективность заводнения.

Качество геологического прогноза играет ключевую роль в выборе системы заканчивания скважин. Скважины необходимо бурить с максимальным пологом профиля для недопущения скопления проппанта на забое.

При освоении скважины необходимо нормализовать забой ГНКТ и избегать высоких депрессий и резких изменений режима при работе скважины

Для получения данных о подключении в добычу интервалов с муфтами ГРП рекомендуется использовать различные трассеры для каждой зоны в жидкости разрыва при ГРП.

Дополнительная перфорация хвостовика способна снизить гидравлическое сопротивление на соединении пласт — скважина и повысить дебит при высоком газовом факторе и конкуренции газа с нефтью.

Применение имидазолиниевых соединений для подготовки нефти на НПЗ

И. Ю. Голубев, А. В. Сасакин

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»

При подготовке и первичной переработке нефти на установках ЭЛОУ-АВТ возникает ряд проблем. Одной из них является недостаточное четкое разделение устойчивых водонефтяных эмульсий, которое происходит в процессе подготовки нефти на ЭЛОУ. В результате образуются нефтесодержащие сточные воды, что приводит к потере нефти, и как следствие к излишним экономическим затратам. Другой проблемой является интенсивная коррозия металлического оборудования, вызываемая воздействием хлороводорода и сероводорода.

В настоящее время для решения вышеперечисленных проблем на установках ЭЛОУ-АВТ используется целый ассортимент деэмульгаторов и ингибиторов коррозии. Применение одного нефтерастворимого реагента комплексного действия, обладающего одновременно деэмульгирующими и антикоррозионными свойствами, может значительно снизить затраты на закупку реагентов, а также полностью исключить эффекты антагонизма, которые могут возникнуть при использовании нескольких веществ.

В работе представлен способ получения имидазолиниевых соединений, которые потенциально обладают свойствами реагентов комплексного действия. По результатам предварительных лабораторных испытаний установлено, что среди имидазолиниевых соединений имеются реагенты, которые проявляют высокую эффективность при разрушении водонефтяных эмульсий, а также при ингибировании солянокислотной и сероводородной коррозии. Показано, что наиболее эффективные соединения могут быть рекомендованы для дальнейших испытаний на установках ЭЛОУ-АВТ в качестве реагентов комплексного действия.

Актуальность работы. На предприятии ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» подготовка и первичная переработка нефти осуществ-



ляется на установках АВТ, комбинированных с ЭЛОУ (электрообессоливающая установка).

Подготовка нефти на ЭЛОУ осуществляется путем смешения предварительно нагретой нефти с промывочной водой с образованием водонефтяной эмульсии и дальнейшего ее разрушения в специальных аппаратах — электродегидраторах. При этом возможно образование достаточно устойчивых водонефтяных эмульсий, что ведет к снижению эффективности работы электродегидраторов. Кроме того, процесс подготовки и первичной переработки нефти сопровождается интенсивной коррозией металлического оборудования, которая вызывается воздействием таких агрессивных соединений, как хлористый водород и сероводород.

Для решения вышеперечисленных проблем на установке ЭЛОУ-АВТ применяется целый ассортимент химических реагентов: деэмульгаторы марки Диссолван, ингибитор коррозии Додиген-481 и нейтрализующий амин Додикор-1830. Причем наиболее целесообразным решением является применение реагентов комплексного действия, проявляющих одновременно деэмульгирующие и антикоррозионные свойства. Подобный подход позволяет обеспечивать защиту от коррозии металлического оборудования на всем протяжении движения нефти и ее продуктов. Таким образом, разработка новых соединений, обладающих одновременно деэмульгирующими и антикоррозионными свойствами, является актуальной задачей.

Цель работы. Разработка новых соединений, обладающих одновременно деэмульгирующими и антикоррозионными свойствами — реагентов комплексного действия для подготовки и первичной переработки и оценка возможности замены существующих ингибиторов и деэмульгаторов на блоках ЭЛОУ.

1. Синтез новых имидазолиниевых соединений

Синтез новых имидазолиниевых соединений осуществлен, исходя из следующих соображений:

- в качестве катионного центра выбран имидазолиниевый цикл, который при наличии двух сопряженных атомов азота обладает более высокой адсорбционной способностью к металлической поверхности;
- для придания соединениям деэмульгирующих свойств в их структуру дополнительно включены полиоксиэтиленовые фрагменты.

Синтез новых имидазолиниевых соединений осуществлен согласно схеме (рис. 1).

С экономической точки зрения наиболее доступным сырьем для синтеза имидазолиниевых соединений является смесь высших этиленовых полиаминов, выпускаемая под маркой «Полиэтиленполиамины». Поэтому осуществлен синтез соединений структуры XXIII, обладающих более низкой себестоимостью, по схеме, представленной на рис. 2.

Таким образом, получены новые имидазолиниевые соединения, которые представлены:

- 2-алкенил-1- [алкилоксиполи (этиленокси) карбонилметил] имидазолиний хлоридами XIX;
- 1,2-бис {2¹-алкенил-3¹- [алкилоксиполи (этиленокси) карбонилметил] имидазолиний-1¹} этан дихлоридами XX;

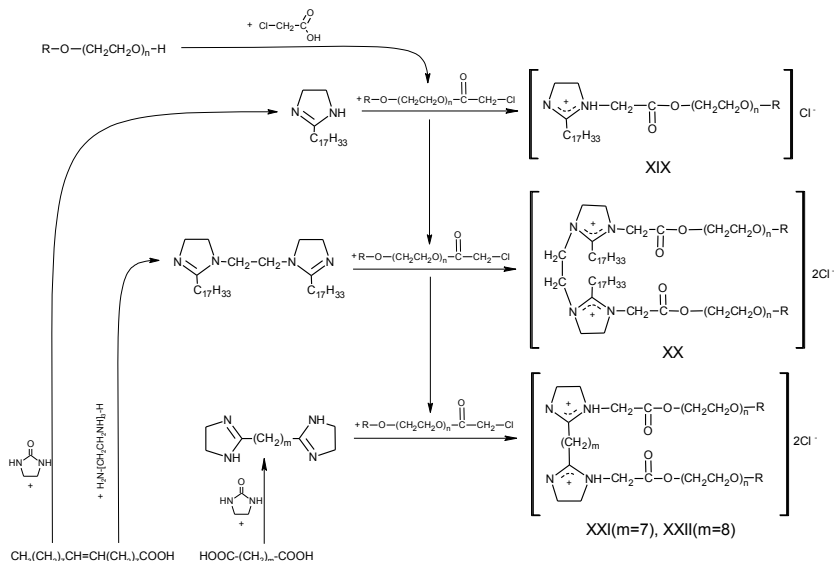


Рис. 1.

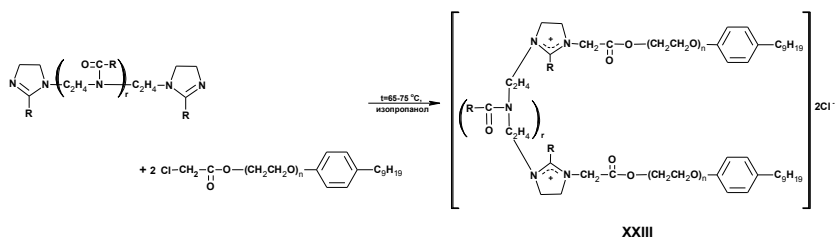


Рис. 2.

- ω, ω-бис {1¹- [алкилоксиполи (этиленокси) карбонилметил] имидазолиний-2¹} алкан дихлоридами (бисимидазолиниевые соединения с гептиленовым (XXI) и октиленовым спейсером (XXII));
- ω, ω-бис {2¹-алкенил-3¹- [нонилфеноксиполи (этиленокси) карбонилметил] -имидазолиний-1¹} поли (этилен-N-алканоиламино) этан дихлоридами XXIII.

Технология производства этих соединений состоит из трех основных стадий:

- синтез исходных имидазолинов в условиях удаления образующихся летучих продуктов реакции при температуре 300 °С;
- синтез галогидных алкилов, содержащих полиоксипропиленовые фрагменты. Реакция проводится в кипящем толуоле в присутствии катализатора КУ-2-8 и азеотропного удаления образующейся реакционной воды;



- синтез конечных соединений путем алкилирования соответствующими галоидными алкилами исходных имидазолинов в растворителе изопропанол.

2. Дезэмульгирующие свойства имидазолиновых соединений

Дальнейшая переработка нефти невозможна без ее предварительной подготовки, основной целью которой является дополнительное удаление воды, механических примесей и солей.

Присутствие воды резко снижает производительность установки по первичной перегонке нефти из-за непроизводительной загрузки аппаратуры парами воды. Возрастает расход топлива, т.к. оно тратится на нагрев и испарение воды, содержащейся в нефти. Нарушается технологический режим установки и условия ректификации, ухудшается качество дистиллятов. При испарении воды создается большое давление в системе, которое может служить причиной разрывов, течей, пожаров.

Механические примеси вызывают эрозию внутренней поверхности труб (нефтепроводов). Засоряются змеевики и трубки теплообменников, холодильников, печей, что ведет к увеличению давления в аппаратуре, уменьшению производительности, ухудшению теплопередачи. Механические примеси содействуют образованию стойких эмульсий, повышают зольность остатков перегонки.

Наличие солей приводит к отложению и прикипанию их к внутренней поверхности аппаратуры, при этом уменьшается производительность, ухудшается коэффициент теплопередачи, что ведет к нарушению технологического режима установки. Соли, попавшие в дистилляты и остатки, значительно ухудшают ведение вторичных процессов переработки. Кроме того, соли могут быть причиной коррозии металлического оборудования.

Подготовку нефти на предприятии ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» осуществляют на установках ЭЛОУ, которые включают несколько основных операций:

- предварительный нагрев нефти до 150 °С;
- смешение с промывочной водой с образованием водонефтяной эмульсии;
- разрушение образовавшейся эмульсии в электродегидраторах и последующее отделение от нефти промывной воды с перешедшими в нее солями и механическими примесями.

Водонефтяная эмульсия представляет собой коллоидную систему нефть-вода, в которой одна из жидкостей диспергирована в другой в виде мелких капель (глобул). Устойчивость водонефтяной эмульсии зависит от многих факторов, в том числе от разности плотностей водной и нефтяной фазы, температуры, вида и количества природных эмульгаторов.

Природные эмульгаторы представляют собой:

- высокоактивные природные ПАВ, например, нафтеновые и карбоновые кислоты, низкомолекулярные смолы. Эти вещества способствуют интенсивному диспергированию системы и образуют на границе раздела фаз неструктурированные молекулярные слои;
- низкоактивные ПАВ, например, асфальтены, асфальтеновые кислоты и их ангидриды, высокомолекулярные смолы. Эти соединения



образуют структурированные слои, которые обеспечивают высокую стабилизацию эмульсии;

- твердые мелкодисперсные вещества минерального и органического характера, которые, благодаря их избирательному смачиванию фазами, включаются в межфазные адсорбционные слои, придавая им механическую прочность.

Разрушение водонефтяных эмульсий в электродегидраторах осуществляется путем комплексного воздействия на нее высокой температуры, реагентов-деэмульгаторов и электрического поля переменной частоты. Применение деэмульгаторов в комбинации с высокой температурой способствует существенному снижению устойчивости эмульсии, что в конечном счете может вызвать ее разрушение. Это объясняется тем, что молекулы деэмульгатора замешают природные эмульгаторы в составе межфазных адсорбционных слоев, значительно снижая их прочность, а высокая температура значительно ускоряет этот процесс. При воздействии на неустойчивую эмульсию электрического поля переменной частоты, которое вызывает непрерывную деформацию частиц воды, происходит быстрое разрушение адсорбционных слоев и как следствие расслоение эмульсии.

Основной проблемой, которая сопровождается разрушением эмульсий в электродегидраторах, является образование нефтесодержащих сточных вод, что ведет к значительным экономическим потерям. Более эффективный деэмульгатор может значительно снизить потери нефти. В настоящее время на ЭЛОУ используются деэмульгаторы марки Диссолван (Dissolvan 3431 и Dissolvan 3359), которые представляют собой композиции на основе блоксополимеров окисей этилена и пропилена, а также оксиэтилированных смол. Норма расхода деэмульгатора составляет 0,0019 кг/т.

Деэмульгирующие свойства новых имидазолиновых соединений исследованы на трех эмульсиях на основе нефтей различных типов (табл. 1). Дозировка реагентов составляла 100 мг/л (0.01 кг/т) в расчете на активную основу.

Таблица 1

Физико-химические свойства и состав нефтей

Тип нефти / Показатели	Высокопарафиновая высокосмолистая	Парафиновая высокосмолистая	Парафиновая смолистая
	Нефть Булатовского месторождения (Самарская область)	Нефть Нурлатского месторождения (Республика Татарстан)	Нефть Елабужского месторождения (Республика Татарстан)
Плотность, кг/м ³	943–950	928–936	902–907
Вязкость, мм ² /с	810,3–890,6	511,9–544,4	81,4–83,8
Содержание в нефти, %:			
Масла (включая углеводороды)	49,0–52,3	49,8–53,7	78,5–83,4
Смоли	31,3–32,8	34,3–35,7	9,5–10,0
Асфальтены	7,2–9,0	7,3–7,5	2,9–3,9
Парафины	8,0–9,3	4,0–4,2	3,8–4,2



В целом результаты предварительных испытаний показали, что наиболее эффективными деэмульгаторами являются имидазолиновые соединения структуры XIX, XX и XXIII. Среди них особо выделяются вещества XIXf, XXb, XXd, XXe, XXIIIc и XXIII d (табл. 2). Для более точной оценки их эффективности в условиях работы ЭЛОУ необходимы дальнейшие исследования.

Таблица 2

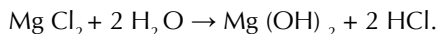
Результаты испытаний наиболее эффективных имидазолиновых соединений в качестве деэмульгаторов водонефтяных эмульсий

Тип нефти Вещество	Высокопарафиновая высокосмолистая			Парафиновая высокосмолистая			Парафиновая смолистая		
	Температура, °С								
	20	50	80	20	50	80	20	50	
	Степень обезвоживания β, %								
XIXf	10	32	70	30	59	85	55	80	
XXb	26	40	87	33	65	96	60	95	
XXd	3	31	79	22	52	82	58	89	
XXe	19	41	86	24	54	83	60	91	
XXIIIc	20	37	84	36	66	91	60	94	
XXIII d	14	28	75	23	52	81	48	89	
LML 4312	0	59	78	0	77	77	75	81	
СНПХ 4315Δ	0	50	73	0	88	90	70	97	
ДИН 3А	0	3	41	0	10	63	59	74	

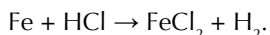
3. Антикоррозионные свойства имидазолиновых соединений

Другой проблемой, которая сопровождает подготовку и первичную переработку нефти на установках ЭЛОУ-АВТ, является коррозия металлического оборудования. Наиболее агрессивными соединениями, которые образуются в условиях работы ЭЛОУ-АВТ, являются хлористый водород и сероводород.

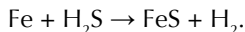
Основными источниками образования хлористого водорода являются соли кальция и магния, а также хлорорганические соединения нефти. В процессе переработки нефти хлориды кальция и магния гидролизуются согласно схеме:



Хлористый водород в условиях конденсации влаги образует соляную кислоту. На установках ЭЛОУ-АВТ наиболее сильная коррозия под действием соляной кислоты происходит в верхней части атмосферной колонны, а также в холодильно-конденсационном оборудовании. В общем случае ее взаимодействие с поверхностью углеродистых и низколегированных сталей описывается уравнением:



Другой агрессивный компонент нефти — сероводород, вызывает сероводородную коррозию металлического оборудования, которая в общем случае сводится к уравнению:



В настоящее время на ЭЛОУ-АВТ для снижения солянокислотной и сероводородной коррозии применяются ингибитор коррозии Додиген-481 и нейтрализующий амин Додикор-1830, дозировки которых составляют 0,0021 кг/т и 0,0008 кг/т соответственно.

Синтезированные соединения структур XIX, XX, XXI, XXII и XXIII были исследованы в качестве ингибиторов солянокислотной коррозии гравиметрическим и электрохимическим методами при дозировках 5, 10, 50 и 100 мг/л (табл. 3). Коррозионные испытания проведены на стали Ст 3 в ячейках объемом 500 мл в динамическом режиме (перемешивание механической мешалкой) при температуре 40 °С в течение 6 часов. В качестве исследуемой агрессивной среды был использован 11 % раствор соляной кислоты. Для сравнения были взяты используемые в промышленности ингибиторы коррозии: Nalco 4937R и Nalco 3554.

Таблица 3

Результаты испытаний наиболее эффективных имидазолиновых соединений в качестве ингибиторов коррозии в солянокислых водных средах

Вещество Дозировка	Степень защиты				$\Delta G_{\text{ads.}}$, кДж/моль
	$Z_{\text{вес.}}$, % 250 мг/л	$Z_{\text{вес.}}$, % 50 мг/л	$Z_{\text{эл.хим.}}$, % 50 мг/л	$Z_{\text{вес.}}$, % 5 мг/л	
XIXb	-/-	85,8	90,4	82,5	-34,842
XIXj	-/-	87,2	-/-	82,5	-/-
XXb	-/-	87,4	92,4	83,5	-37,208
XXh	-/-	89,3	-/-	84,7	-/-
XXj	96,5	89,8	-/-	86,3	-/-
XXIb	-/-	84,2	87,3	81,5	-34,087
XXIIb	-/-	86,4	89,9	83,8	-34,047
XXIIj	-/-	86,5	-/-	74,1	-/-
XXIIIc	-/-	88,5	93,9	84,2	-/-
XXIII d	97,3	90,3	92,5	86,1	-/-
Nalco 4937R	94,7	87,5	87,5	82,9	-/-
Nalco 3554	93,1	85,5	85,5	83,2	-/-

Примечание: $Z_{\text{вес.}}$ — антикоррозионный защитный эффект, полученный при испытании веществ гравиметрическим методом; $Z_{\text{эл.хим.}}$ — антикоррозионный защитный эффект, полученный при испытании веществ электрохимическим методом; $\Delta G_{\text{ads.}}$ — свободная энергия адсорбции.

Результаты испытаний показали, что среди имидазолиновых соединений имеются представители, проявляющие высокую степень защиты от коррозии, вплоть до 90,3%, что находится на уровне импортных промышленных ингибиторов коррозии Nalco 3554 и Nalco 4937R. Причем некоторые из них обеспечивают ингибирующий эффект более 80% уже при дозировке 5 мг/л. В целом наиболее эффективными ингибиторами кислотной коррозии являются имидазолиновые соединения структуры XX и XXIII.



Исследования антикоррозионной активности имидазолиниевых соединений в сероводородсодержащих водных средах показали, что наиболее эффективными соединениями в данном случае являются XIXe, XXe, XXIIIc и XXIII d (табл. 4).

Таблица 4

**Антикоррозионные свойства имидазолиниевых соединений
в сероводородсодержащих водных средах**

Дозировка, мг/л							
15			15			9	
Степень защиты							
Вещество	$Z_{\text{эл.хим.}}, \%$	$Z_{\text{вес.}}, \%$	Вещество	$Z_{\text{эл.хим.}}, \%$	$Z_{\text{вес.}}, \%$	Вещество	$Z_{\text{вес.}}, \%$
XIXa	76,9	75,6	XXa	51,9	-/-	XXIIIc	85,1
XIXb	72,7	-/-	XXb	79,0	77,6	XXIII d	89,2
XIXc	49,0	-/-	XXc	58,1	-/-		
XIXe	77,8	91,8	XXe	73,2	90,4		
XIXf	72,7	-/-	XXf	62,5	-/-		

Примечание: $Z_{\text{вес.}}$ — антикоррозионный защитный эффект, полученный при испытании веществ гравиметрическим методом; $Z_{\text{эл.хим.}}$ — антикоррозионный защитный эффект, полученный при испытании веществ электрохимическим методом.

Анализ результатов электрохимических испытаний показал, что исследованные соединения относятся к ингибиторам анодного типа, принцип действия которых заключается в изоляции поверхности металла образующимися пассивирующими пленками. О механизме их образования можно судить по значениям свободной энергии адсорбции ΔG_{ads} , которые для исследуемых соединений составляют $-37 \div -34$ кДж/моль (табл. 3). Эти величины, свидетельствуют об одновременном наличии двух типов взаимодействий с металлической поверхностью — физической и химической адсорбции.

Механизм замедления коррозии имидазолиниевыми соединениями можно объяснить следующим образом. Положительно-заряженные имидазолиниевые центры молекул соединения адсорбируются на поверхности металла на некотором расстоянии друг от друга, что вызвано их электростатическим отталкиванием. Длинноцепочечные гидрофобные фрагменты направлены в объем водной фазы, что способствует образованию гидрофобной адсорбционной пленки. Поликиетиленовые фрагменты заполняют незанятую область между имидазолиниевыми центрами, приводя к образованию более прочной монолитной адсорбционной пленки.

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют, что синтезированные имидазолиниевые соединения проявляют высокие антикоррозионные свойства в отношении солянокислотной и сероводородной коррозии. При этом самыми эффективными являются бисимидазолиниевые соединения XXe, XXIIIc и XXIII d. Учитывая их высокую эффективность при разрушении водонефтяных эмульсий (табл. 2), данные вещества могут быть рекомендованы для дальнейших испытаний на установках ЭЛОУ-АВТ в качестве реагентов комплексного действия.



Выводы

Разработан метод синтеза новых имидазолиниевых соединений с полярными полиоксиэтиленовыми фрагментами.

Среди синтезированных соединений имеются представители, которые обладают одновременно высокими деэмульгирующими и антикоррозионными свойствами.

Наиболее эффективные имидазолиниевые соединения могут быть рекомендованы для дальнейших испытаний на установках ЭЛОУ-АВТ в качестве реагентов комплексного действия.

Точный экономический эффект от применения имидазолиниевых соединений в настоящий момент оценить достаточно сложно, так как отсутствует технология их промышленного производства.

Перспектива восполнения ресурсной базы предприятия с учетом изменения законодательства Российской Федерации

А. С. Горбунова

ОАО «ТНК-Нижневартовск»

Сегодня в Западной Сибири достаточно старые месторождения, запасы которых неизбежно сокращаются. Но сейчас появился новый инструмент, который позволит, используя как фундамент имеющиеся лицензии, закононо вовлечь дополнительные запасы в разработку. Дополнительные запасы повышают стоимость активов всей компании!

Этот инструмент — новое Постановление об утверждении порядка установления и изменения границ участков недр, которое состоит из трех основных разделов, определяющих в каких случаях можно изменять границы, как определяются эти границы и саму процедуру изменения границ.

Новое постановление об установлении и изменении границ участков недр



Общие положения.

- Какие органы власти принимают решение об изменении границ.
- При каких обстоятельствах можно изменять границы.

Важно!

Изменение границ можно осуществлять одновременно в отношении нескольких, и только одной в сторону увеличения.

Порядок установления границ участков недр, предоставляемых в пользование.

- Границы участка недр, предоставляемого в пользование, должны быть первоначально обозначены с учетом геологической информации в структуре недропользования, с учетом данных геологической информации.

Порядок изменения границ участков недр, предоставляемых в пользование.

- Кто регистрирует заявки, что должны содержать заявки, как их оформлять и в течение какого времени рассматриваются.
- Кто является основным для принятия решения об изменении границ.



Помимо анализа самого постановления была проделана большая работа по рассмотрению потенциала всех лицензионных участков предприятия и находящихся рядом территорий, а также нижележащих пластов, проанализированы запасы участков нераспределенного фонда, результаты сейсмике и исследования ТННЦ.

Постановление позволит вовлечь выше- и нижележащие пласты в разработку и приращивать участки, по которым мы сможем доказать продолжение разрабатываемого месторождения.

Лор-Еганское месторождение — самое подготовленное для применения нового порядка. Существует возможность присоединения Восточно-Черногорского участка по горизонтали, так и вовлечение в разработку нижележащих пластов Ачимовки и Юры.



Значительно облегчает процесс то, что получена лицензия на поиск и защищен инвест проект на резку боковых стволов в двух скважинах, по одной из которых уже есть результаты, в скважине пробурен второй ствол с углублением до проектного пласта ЮВ1, отобран керн из 34метров породы — 19 с признаками углеводородов. В октябре бригада ПРС приступила к испытанию скважины.

В 2010 году на участке была проведена сейсмика 3Д, она уточнила структурное строение участка. Извлекаемые запасы составляют порядка 300т.т с учетом риска, величина запасов небольшая — 48.т.т. В 2011 году выявлен потенциал запасов на пластах Ачимовки — 625 т.т. извлекаемых запасов и Юры — 171т.т.

Кроме этого, вероятность по Ачимовке: БВ17–12м, БВ19–12,6м, БВ20–21–6,4м.

По результатам ГИС кровля пласта отбивается на глубине 2447,1м, ВНК на уровне 2459,9 м, общая мощность пласта 12,8м, нефтенасыщенный песчаник 5,4м., Коэффициент пористости 11,5 мД, Коэффициент нефтенасыщенности от 30 до 50 ед.) глубина 2652.



мы вынуждены участвовать в аукционе, но если бы закон вышел раньше, то мы могли бы присоединить данный участок практически бесплатно из нераспределенного фонда, это еще раз подтверждает необходимость и значимость данного постановления.



По Гун-Еганскому участку определен потенциал запасов на пластах Ач, ЮВ1 и ЮВ10.

На северном куполе числятся извлекаемые запасы категории С1 в объеме 181т.т., есть две разведочные скважины, которые находятся в консервации. После оформления заявки на изменение границ можно сразу начинать расконсервацию скважин, чтобы при получении лицензии ввести их в разработку. С дополнительным преимуществом в том, что нам не нужно строить новые объекты инфраструктуры!





Также планируется ЗВС на пласт ЮВ1 на Южном куполе залежи.

При начальном дебите 30т/сут от скважины ЗВС ожидается получить за 15 летний период 39 т.т.

PI проекта 2,6 (NPV-1,6 млн.\$), далее после бурения зависимых скважин от ЗВС с начальным дебитом 35т/сут от 7 скважин ожидается получить за 15 летний период 451т.т., PI проекта 2,13, (NPV-13,3 млн.\$). Рисков по этой дорожной карте довольно-таки мало, так как запасы подтверждены и числятся на балансе.

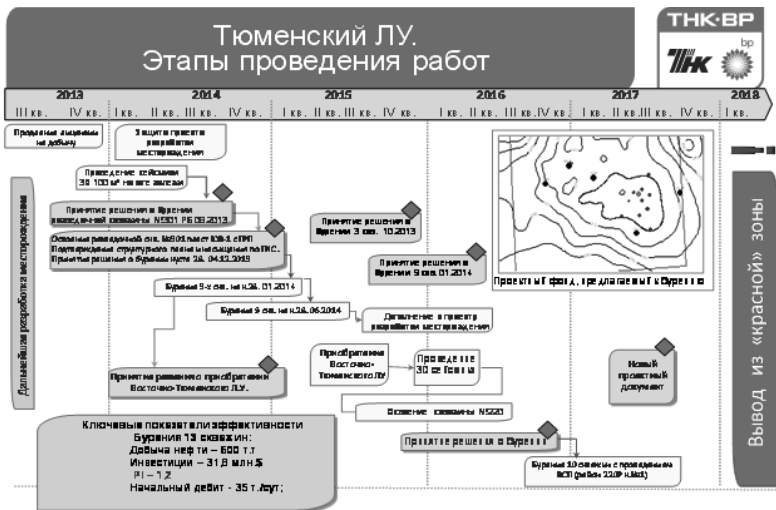


По Тюменскому участку прогнозируется потенциал запасов на пласте ЮВ10, рассмотрена возможность прирезки части Восточно-Тюменского участка с потенциалом запасов в пласте БВ10. От результатов проведения сейсмики ожидается прирост по нескольким пластам более чем на миллион тонн.





Проведение сейсмики помимо прироста запасов на самом Тюменском месторождении позволит уточнить структурный план сопредельного Восточно-Тюменского участка, запасы, а также вывести месторождение из красной зоны по лицензионным рискам. (запасы которого оцениваются в 1млн 457т.т.)



На Новомолодежном участке выявлен потенциал прироста 454т.т. ресурсов на нижележащем пласте ЮВ10, рассмотрена возможность прирезки части Западно-Новомолодежного участка с потенциалом запасов в том же пласте. Проведение работ на юге месторождения подтверждаются положительными результатами работы скважины № 4Р.

Новомолодежный ЛУ. Прирост за счет ЮВ10 и Западно-Новомолодежного ЛУ

Западно-Новомолодежный

- Участок расположен в Нижнеуральском районе ХМАО в 100 км на северо-восток от г. Нижнеуральска.
- Площадь участка 479 кв. км. В пределах участка пробурено 13 поисково-разведочных скважин: 12 ликвидировано, одна скважина-52 Новомолодежная находится в эксплуатации.
- Начальное дебитом от 1,4 до 5,7 м3/сут на различных режимах работы получена в скважине 52 Новомолодежной на пласте ЮВ10. В скважине 53 в пласте ЮВ11 дебит нефти составил 0,5м3/сут. Незначительный приток нефти получен также из отложений эоциновской толщи в скв. 26 Новомолодежной.
- После проведения ГРП на юге Новомолодежного месторождения существует вероятность соединения двух структур.
- При доказательстве продолжения месторождения за границы ЛУ, возможно присоединения части Западно-Новомолодежного участка путем изменения границ.

Оценка перспективных ресурсов нефти по Новомолодежной ловушке

ТНЦ	Площадь в кв. км	Объем в куб. метрах	ЮВ10 в кв. метрах тыс.т	ЮВ11 в кв. метрах тыс.т	ЮВ12 в кв. метрах тыс.т	ЮВ13 в кв. метрах тыс.т	ЮВ14 в кв. метрах тыс.т	ЮВ15 в кв. метрах тыс.т	ЮВ16 в кв. метрах тыс.т	ЮВ17 в кв. метрах тыс.т	ЮВ18 в кв. метрах тыс.т	Гравитационная ловушка					Итого
												геол.	геол.	струк.	мелкоз.	мелкоз.	
ТНЦ	22748	4	0,11	0,68	0,000	0,790	0,160	0,027	46,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	138	



Эта скважина успешно запущена и работает в режиме 44/53/16,8т, что подтверждает перспективность бурения куста с 12 скважинами. Вовлечением в разработку новых запасов мы так же выводим месторождение из красной зоны, сокращая бездействующий фонд, а также повышая вероятность инвестирования в перспективный участок с новыми запасами.



Основным результатом проекта стала программа по изменению границ предприятия с учетом нового постановления. Программа позволит получить более 23 миллионов долларов за 15 лет, прирастить ресурсную базу почти на 18 миллионов тонн.

При утверждении программы и начале реализации работ в 1 квартале 2013 года, возможно вовлечение в разработку 300 тыс.т. и прирост запасов, что увеличит стоимость активов компании.

Снижение скорости коррозии стали 20 методом электроактивации коррозионной среды на компрессорных станциях ООО «Газпром трансгаз Уфа»

Д.А. Гулин

ЛЭС Аркауловского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа»

На компрессорных станциях, газоперерабатывающих заводах, нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях России около 80% аварий и выхода из строя технологического оборудования происходит по причине коррозии. Основная часть, порядка 60%, приходит-



ся на теплообменное оборудование и систему обратного водоснабжения. При реализации систем обратного водоснабжения возникает ряд проблем: повышение эффективности охлаждения оборотной воды в охладителях (капельных градирнях, брызгальных бассейнах, теплообменниках), высокая коррозионная агрессивность и нестабильность оборотной воды, загрязнение внутренней поверхности труб теплообменной аппаратуры минеральными и органическими отложениями, обрастание микроводорослями и биопленкой колоний аэробных и анаэробных бактерий и так далее.

Наиболее доступный и распространенный метод снижения коррозионной агрессивности оборотной воды является ингибирование, хотя он требует постоянных капитальных вложений на реализацию.

Для снижения затрат на защиту от коррозии водооборотных систем рассмотрены варианты изменения свойств оборотной воды путем проведения электроактивации воды. Активация осуществлялась на специально разработанном для этого стенде с помощью пилотного устройства. Стенд имитирует циркуляцию воды в трубопроводах под избыточным давлением, создаваемым центробежным насосом. Вода проходит через емкость, в которой постоянно насыщается кислородом воздуха. Обычно такие условия создаются в охладительных градирнях. Далее вода попадает в устройство активации. Принцип разработанного пилотного устройства активации воды заключается в том, что оборотная вода, проходя через него, делится на два потока, в одном из которых окислительно-восстановительный потенциал (ОВП) воды смещается в более отрицательную сторону, а водородный показатель среды (рН) увеличивается, а во втором потоке ОВП смещается в более положительную сторону, а рН уменьшается.

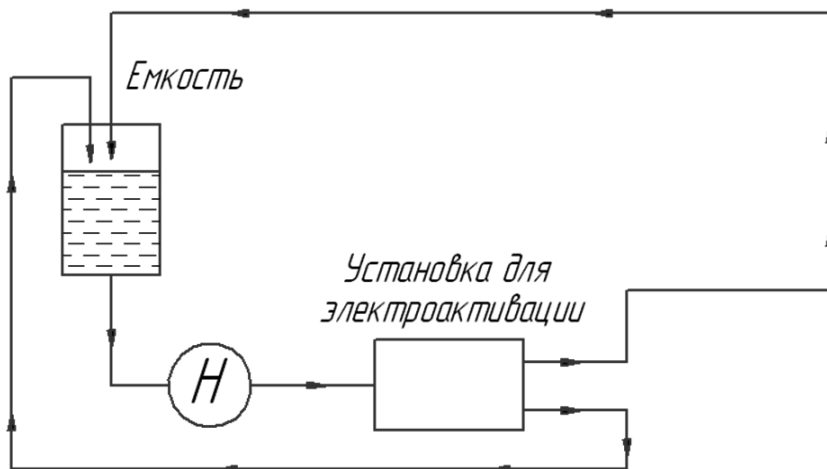


Рис. 1. Схема системы обратного водоснабжения с установкой электроактивации

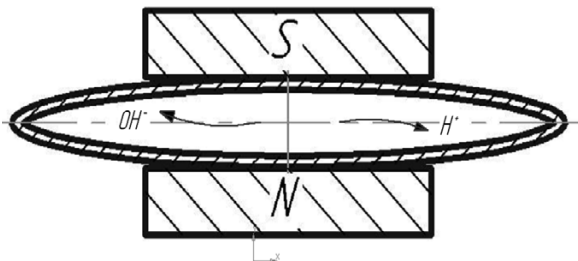


Рис. 2. Магниты на установке электроактивации в рабочем положении

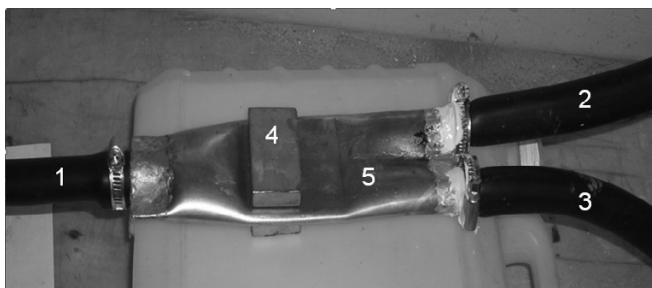


Рис. 3. Лабораторная установка электроактивации: 1 — входной патрубок; 2 — выходной патрубок с избытком ионов OH^- ; 3 — выходной патрубок с избытком ионов H^+ ; 4 — постоянные магниты; 5- корпус установки

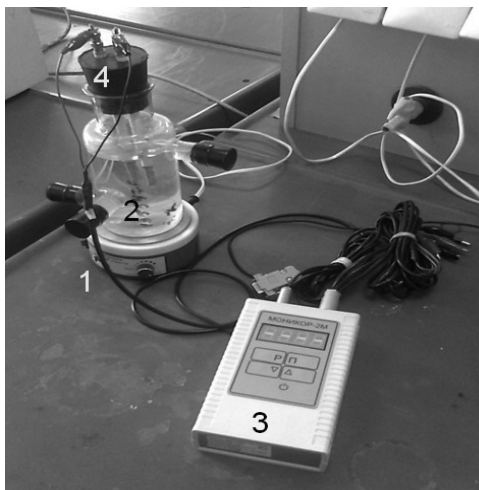


Рис. 4. Прибор для определения скорости коррозии «Монитор-2М»: 1 — магнитная мешалка; 2 — электрохимическая ячейка; 3 — монитор-2М; 4 — рабочий электрод из стали 20

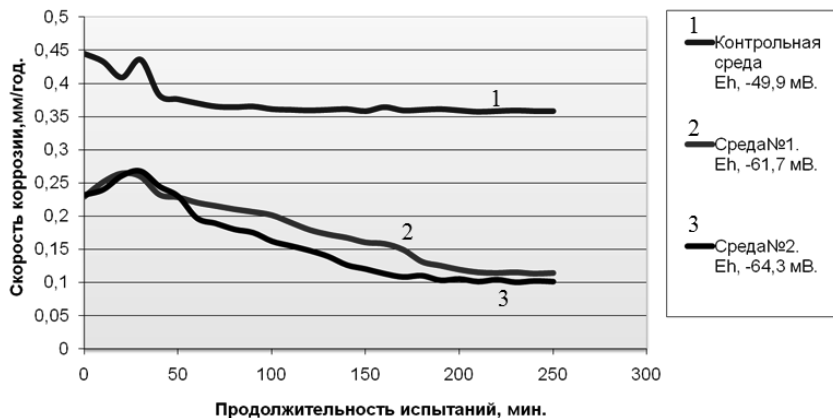


Рис. 5. Зависимость скорости коррозии от E_h и времени обработки коррозионной среды

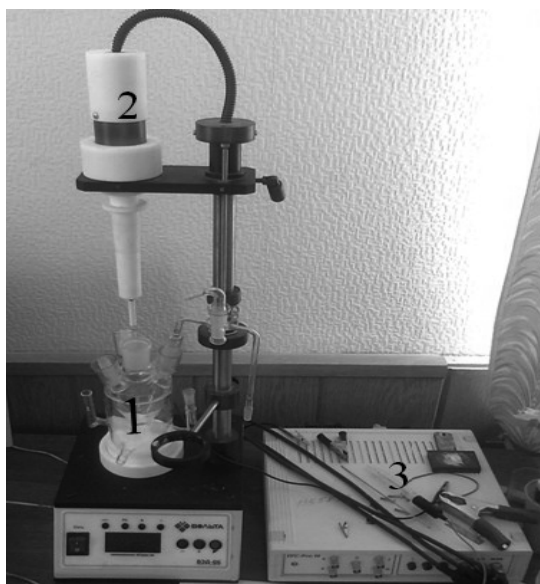


Рис. 6. Электрохимическая ячейка для определения анодных и катодных поляризационных кривых: 1 — электрохимическая ячейка; 2 — ячейка с вращающимся электродом; 3 — потенциостат IPC-Pro M

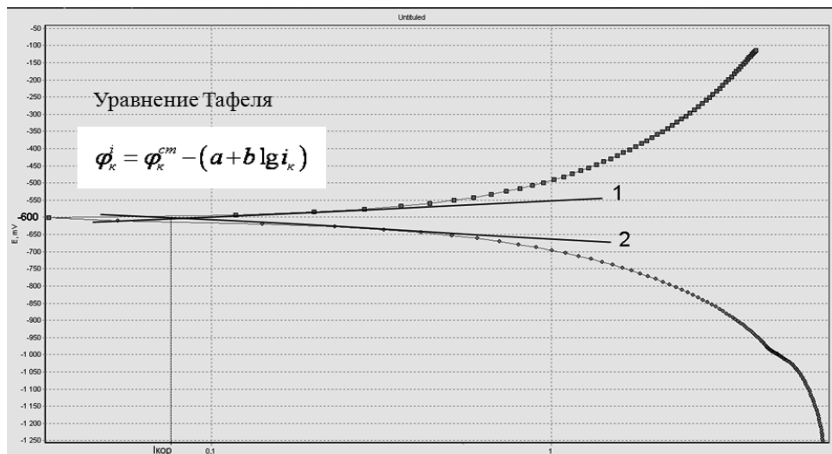


Рис. 7. Анодные и катодные поляризационные кривые

Таблица 1

Расчет экономической эффективности от внедрения установок электроактивации в систему оборотного водоснабжения на компрессорных станциях. Расчетный период два года. Срок окупаемости 6 месяцев

Показатель	Базовый вариант	Проектный вариант
1. Капитальные вложения, руб.	–	451139,3
2. Затраты на ликвидацию прорыва, руб.	950000	380000
3. Затраты на ингибитор, руб.	118359,4	–
4. Зарплата персоналу, руб.	477187,5	–
5. Эксплуатационные затраты, руб.	1545546,9	380000
6. Приведенные затраты, руб.	1549746,9	451139,3
7. Экономический эффект, руб.	–	1098607,6

Как показали эксперименты, при длительной циркуляции воды в такой системе происходит смещение ОВП на 4–5 мВ каждые 20–30 минут. При измерении этих параметров воды через сутки нахождения в покое — выявлено их устойчивое значение. Проведенными лабораторными исследованиями доказано, что после обработки воды и изменения ОВП на 10 мВ это привело к снижению скорости коррозии стали 20 в 3 раза.

Таким образом, возможно изменение основных параметров воды: pH и ОВП, снижения ее коррозионной агрессивности без использования химических реагентов, что повысит экологическую безопасность промышленных площадок и безопасность труда рабочего персонала, при незначительных капитальных затратах благодаря простоте конструкции и надежности.

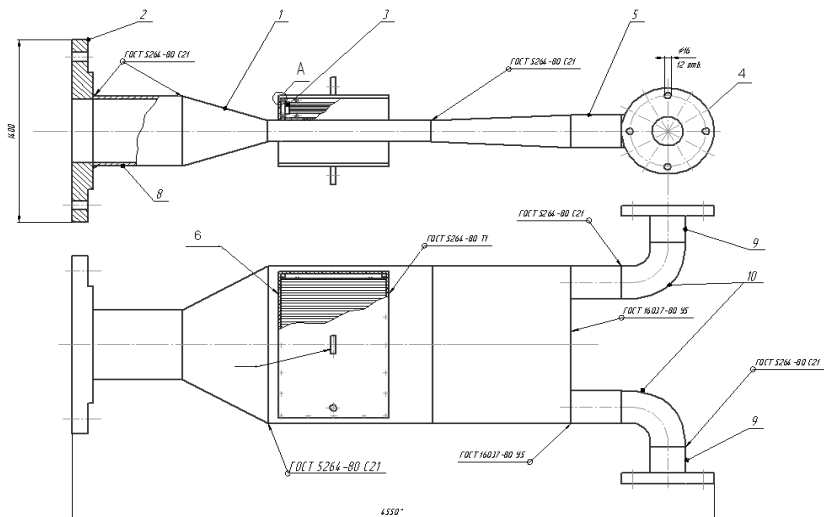


Рис. 8. Установка электроактивации. Аппарат состоит из: 1 — корпуса, изготовленного из стали 12Х18Н10Т (ГОСТ 5632–72); 2 и 4 — фланцы из стали 12Х18Н10Т (ГОСТ 5632–72); 3 — магниты; 5, 8, 9 — патрубки; 6 — упорные бортики для закрепления магнитов; 7 — крышка из нержавеющей стали; 10 — отводы

Повышение эффективности ремонтно-изоляционных работ двухпакерным оборудованием

А. Д. Давлетов

ЗАО «Капитальный ремонт скважин»

В настоящее время в ОАО «Удмуртнефть» остро встает проблема прорыва воды и газа из-за нарушения герметичности эксплуатационной колонны, связанного с вхождением в позднюю стадию разработки месторождений Удмуртии, наиболее значимых по запасам.

Прорыв воды и газа становится причиной нерентабельной эксплуатации скважин. Поэтому эффективная изоляция негерметичности эксплуатационной колонны добывающих скважин — одна из важных проблем в нефтяной отрасли.

В 2006 г. для изоляции негерметичности эксплуатационной колонны в ОАО «Удмуртнефть» впервые был применен метод с использованием двухпакерного оборудования. Внедрение пакерной компоновки значительно сократило время на проведение ремонта скважин по сравнению с традиционной технологией ремонтно-изоляционных работ (РИР) посредством закачки цементного раствора.

Сегодня метод изоляции нарушения в эксплуатационной колонне с использованием пакеров получил широкое распространение на ме-



сторождениях Удмуртии. В то же время с 2006г накоплен большой опыт о трудностях, возникающих при извлечении компоновки из скважины.

В данном проекте предложен новый метод РИР с применением двухпакерной компоновки с использованием циркуляционно-гидравлического клапана (КЦГ). Данная компоновка позволяет сократить риски ГНВП при ТКРС, уменьшить продолжительность ремонта скважины и в то же время исключить вероятность обводнения нефтеносных пластов за счет адресной закачки.

Традиционная технология ремонтно-изоляционных работ, применяемая на месторождениях ОАО «Удмуртнефть», имеет низкий процент успешности. При этом эффект от ее использования — непродолжительный.

Данный метод позволяет эксплуатировать УЭЦН (УШГН) и одновременно изолировать интервал негерметичности в эксплуатационной колонне под насосом с помощью двухпакерной компоновки (пакера ПРО-ЯМО и ПРО-ЯВЖ). Компоновку впервые в Удмуртии начали применять на Чутырско-Киенгопском месторождении с 2006 г. В настоящее время она активно внедряется в производство на высокообводненных скважинах и скважинах с прорывом газа.

Технологические пакера (ПРО-ЯМО и ПРО-ЯВЖ), предназначены для изоляции негерметичности в эксплуатационной колонне. Компоновка пакеров спускается на НКТ-73 и устанавливается в скважине с помощью посадочного инструмента ИГМ. Разъединение инструмента в скважине после посадки пакера проводится путём поворота НКТ по часовой стрелке примерно на 5–8 оборотов.

Соединение инструмента, спускаемого на НКТ с находящимся в скважине пакером, с целью его распаковки и последующего извлечения, осуществляется после их стыковки путём приложения осевого усилия, создаваемого весом НКТ в пределах 6–9 т.

Предлагается новая технология изоляции негерметичности эксплуатационной колонны с помощью двухпакерной компоновки с использованием клапана КЦГ.

На рис. 2. изображена предлагаемая к внедрению двухпакерная компоновка с использованием дополнительного клапана. Дополнительная установка КЦГ между пакерами, открывающая сообщение трубного с затрубным пространством после сброса на него шара и создания давления в НКТ, дает возможность произвести насыщение газового пласта и глушение скважины без срыва пакеров.

Преимущества использования клапана: нет необходимости срывать пакер для глушения скважины во избежание рисков ГНВП при ТКРС; до-



ведение жидкости до места назначения, не ухудшая коллекторские свойства скважины, при этом уменьшается выведение скважины на режим.

Для насыщения интервалов негерметичности скважины производятся следующие работы:

1. Спуск стыковочного узла на технологических НКТ.
2. Стыковка ИГМ.
3. Сброс шара для открытия сообщения трубного и межтрубного пространства.

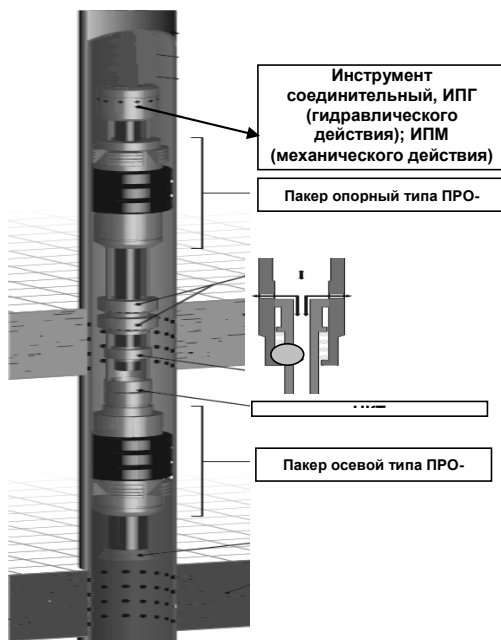
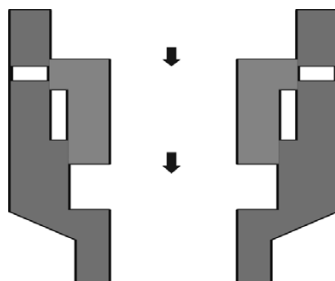


Рис. 2. Принципиальная схема технологического оборудования

Вид клапана КЦГ

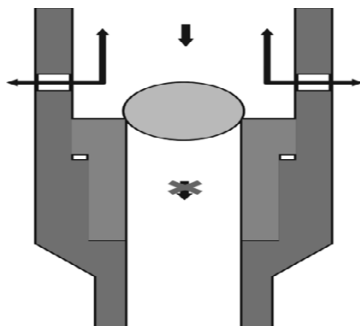
1. Межтрубное пространство ЗАКРЫТО (проход жидкости через лифт НКТ)





2. Межтрубное пространство ОТКРЫТО.

После сброса шарика и создания давления в НКТ открыто циркуляционное отверстие между трубным и затрубным пространствами.

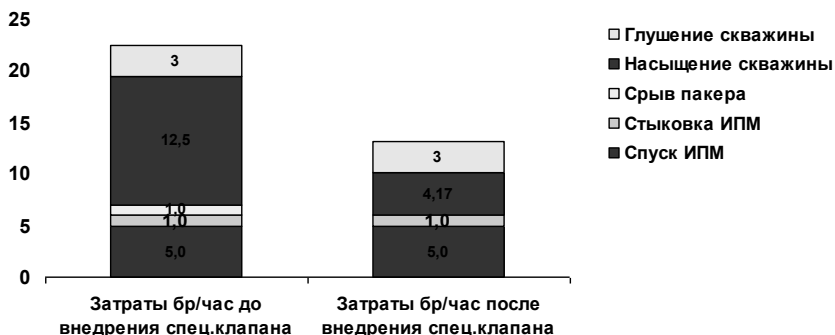


Расчет экономической эффективности был произведен для сравнения затрат на двухпакерную компоновку без использования клапана и двухпакерную компоновку с использованием клапана. Если рассматривать только прямые материальные затраты на проведение технологической операции, то внедрение двухпакерного оборудования обойдется дешевле на 30 тыс. рублей.

Экономический эффект от внедрения новой технологии изоляции достигается благодаря подсчету дополнительных затрат на насыщение скважины и вывода скважины на режим.

Сравнительная стоимость одного ремонта

Затраты на подготовку скважины к ремонту в бригаде часов



Дополнительные затраты при использовании компоновки двухпакерного оборудования без использования клапана КЦГ = 85 024,8 руб:

- Время на дополнительное насыщение 1 скважины — 8,34 часов.
- Количество ремонтов — 70.
- Увеличение вывода скважины на режим на двое суток.
- Потери нефти при выводе скважин на режим при среднем дебите скважины 4,5т — 9т.



- Потери прибыли после проекта за одну скважино- операцию за счет вывода скважины на режим 54 000 руб. на одну скважино-операцию.
- Приблизительная стоимость тонны нефти 6 000 руб.
- Стоимость дополнительного клапана 28 522 руб.
- Стоимость бригадо-часа бригады КРС — 3 720 руб.
- Новый метод ремонтно-изоляционных работ с использованием двухпакерного оборудования с клапаном КЦГ позволит:
 - получить экономию на ремонт скважины — 8,34 часа;
 - снизить потери нефти от простоя скважин — 9т на одну скважино-операцию;
 - снизить риск возникновения аварий;
 - снизить риски НГВП при ТКРС.

Внедрение проекта имеет высокую технологическую и экономическую эффективность и может быть предложено к практической реализации.

Автоматизация технологического процесса запуска-приема внутритрубного устройства

К. О. Дерюшев, И. А. Ошепков
ООО «Газпром трансгаз Чайковский»

Основной целью данного проекта является создание системы автоматизированного управления процессом запуска и приема ВТУ (САУ ЗП ВТУ) для обеспечения максимально безопасных условий эксплуатации, исключение присутствия персонала линейных служб в опасной технологической зоне.

Для достижения поставленной цели проект предусматривает следующие технические и программные решения:

1. Разработка алгоритмов работы САУ ЗП ВТУ

На основании этапов технологического процесса запуска–приема внутритрубного устройства нами разработаны алгоритмы работы САУ ЗП ВТУ.

Алгоритмы выполнены в виде линейных структур без каких-либо циклов и условий, что изначально закладывает повышение надежности работы САУ ЗП ВТУ. Благодаря разработанным алгоритмам САУ может работать как в автоматическом, так и в ручном (дистанционном) режиме управления.

Разработаны следующие алгоритмы:

- продувка камеры ЗП ВТУ;
- заполнение камеры ЗП ВТУ;
- запуск-прием ВТУ;
- стравливание узла ЗП ВТУ.

Ниже перечислены нештатные ситуации, выявленные по опыту эксплуатации, которые могут возникнуть в процессе ЗП ВТУ:



- заклинивание поршня в камере;
- заклинивание поршня до крана 21–31 (рис. 1);
- заклинивание поршня после крана 21–31 (рис. 1);
- разгерметизация камеры запуска/приема (срыв затвора, разрушение камеры и т.п.), разгерметизация конденсатосборника;
- неправильное или неполное исполнение краном или другим исполнительным механизмом поданной на него команды, недостоверные показания или отказ датчиков, самопроизвольное срабатывание исполнительных механизмов.

Для данных ситуаций разработаны методы диагностики, анализа и локализации. Эти методы учтены в алгоритмах работы узлов ЗП ВТУ.

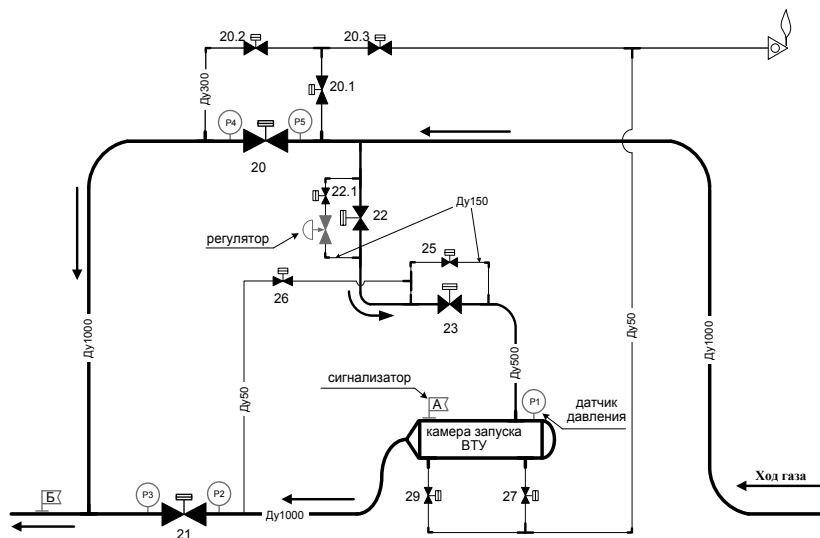


Рис. 1. Доработанный узел запуска ВТУ

2. Доработка технологической обвязки узлов ЗП ВТУ

В рамках доработки на технологической обвязке узлов ЗП ВТУ устанавливается регулятор давления, который обеспечивает соблюдение технологических особенностей этапов «продувка» и «заполнение» узла. Для узла запуска регулятор давления устанавливается на байпасную линию крана 22, после крана 22.1 (рис. 1). Для узла приема — на байпасную линию крана 31, после крана 37 (рис. 2).

Для применения регуляторов давления одного проходного сечения, как на узлах запуска, так и на узлах приема ВТУ, заменяется участок трубопровода Ду300 на узле приема ВТУ, между кранами 37 и 36 (байпасная линия крана 31) на трубопровод Ду150. Данный участок используется только в целях продувки и заполнения узла приема ВТУ (рис. 2).

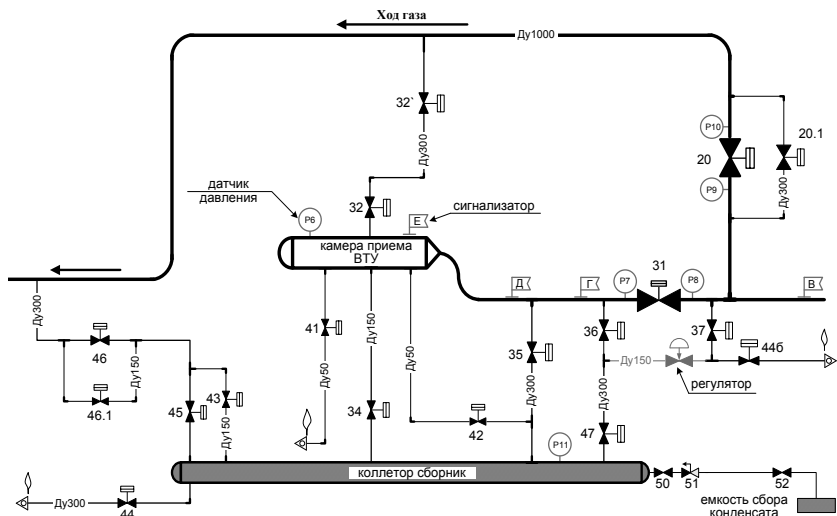


Рис. 2. Доработанный узел приема VTU

Автоматизация технологического процесса запуска-приема VTU предполагает соблюдение всех требований технологии ЗП VTU на следующих этапах:

Подготовка узла. Подключение АРМа оператора. Для обеспечения готовности САУ к работе выполняются предпусковые условия (ППУ): проверку состояния камеры, затвора, исполнительных механизмов, проверку цепей соленоидов крановых ЭПУУ, датчиков давления, сигнализаторов прохождения VTU.

Стравливание. После проверки ППУ газ из узла стравливается подачей команды «стравливание», камера вентилируется в течение времени, достаточного для гарантированного выхода газа из системы. Для проверки герметичности затворов запорно-регулирующей арматуры осуществляется дистанционный контроль наличия утечек газа с помощью тепловизионного течедетектора (тепловизора).

Запасовка VTU в камеру, закрытие и фиксация затвора камеры (для камеры приема — фиксация затвора). Контроль закрытия затвора и вывод людей из опасной технологической зоны.

Продувка. Для осуществления продувки узла давлением газа 1 кг/кв.см без нахождения людей в опасной технологической зоне, будет использоваться программно-управляемый регулятор давления. Для поддержания давления после регулятора 1 кг/кв.см используется первый контур регулирования. Контроль осуществляется с помощью датчика давления, установленного на камере. Время, необходимое для вытеснения кислорода из газо-воздушной смеси, замеряется на этапе пуско-наладки и фиксируется в ПО САУ в качестве таймера продувки. Замеры содержания кислорода в газо-воздушной смеси (не более 2%) проводятся с помощью газоанализатора.



Заполнение. Заполнение камеры газом происходит в 3 этапа: 1 этап — заполнение узла давлением 30% от рабочего, 2 этап — заполнение узла давлением 60% от рабочего, 3 — этап заполнения узла до рабочего давления. После каждого этапа узел выдерживается под давлением 20 минут. При этом для ограничения роста давления 5 кг/кв.см в минуту — используется регулятор давления (второй контур регулирования), контроль осуществляется с помощью датчика давления, установленного на камере. В период выдержки камеры после каждого этапа заполнения поиск утечек газа из системы проводится дистанционно с помощью тепловизора. Тепловизор позволяет с безопасного расстояния безошибочно определить наличие и место утечки газа.

Запуск-прием ВТУ. После заполнения узла газом и отсутствия утечек в системе выполняется запуск (прием) ВТУ. Запуск (прием) ВТУ осуществляется путем подачи соответствующих команд телеуправления на определенные (согласно технологической схеме узла) краны. При этом создается перепад давления на ВТУ для движения его по газопроводу. Момент прохождения ВТУ по газопроводу фиксируется сигнализаторами (рис. 1,2). Точность определения момента прохождения ВТУ относительно места установки датчика ± 3 секунды. После прохождения ВТУ сигнализатора «Б» для узла запуска (рис. 1) и сигнализатора «Д» для узла приема (рис. 2) краны системы автоматически устанавливаются в первоначальное положение.

Стравливание. Стравливание газа из системы происходит после завершения этапа ЗП ВТУ (после прохождения ВТУ сигнализатора «Б» для узла запуска и сигнализатора «Д» для узла приема). По команде оператора подаются сигналы телеуправления на соответствующие краны.

На рис. 3 изображена функциональная схема САУ ЗП ВТУ. Схема включает в себя блок-бокс САУ, в котором располагается контроллер, управляющий технологическим процессом. К контроллеру подключены датчики давления, сигнализаторы прохождения ВТУ, управляемый регулятор давления и приводы крановой обвязки. Управление САУ ЗП ВТУ осуществляется с портативного АРМ-а оператора, расположенного на безопасном расстоянии от технологической зоны. САУ устанавливается стационарно внутри ограждения узла ЗП ВТУ. К контроллеру САУ подключается АРМ оператора мобильного исполнения, расположенный в безопасном месте за ограждением.

Технология работы САУ ЗП ВТУ представлена на АРМ-е оператора в виде мнемосхемы. Управление всеми этапами технологического процесса осуществляется за пределами опасной зоны. При этом мнемосхема САУ ЗП ВТУ позволяет оператору видеть состояние технологии узла и оперативно управлять этапами ЗП ВТУ. ПО АРМа оператора является унифицированным, что позволяет применять данный АРМ на всех узлах ЗП ВТУ в зоне обслуживания определенного ЛПУ МГ.

На функциональной схеме также представлена возможность интеграции САУ ЗП ВТУ в существующую систему линейной телемеханики.

В качестве контроллера для технологического процесса ЗП ВТУ после проведения анализа существующей номенклатуры был выбран микроконтроллер CPU188-5 фирмы Fastwel.



В качестве исполнительного механизма для регулятора давления в САУ ЗП ВТУ предполагается использовать проходной клапан, в комплекте с пневматическим приводом для интегрированного монтажа позиционера, фирмы ООО «Самсон Контролс».

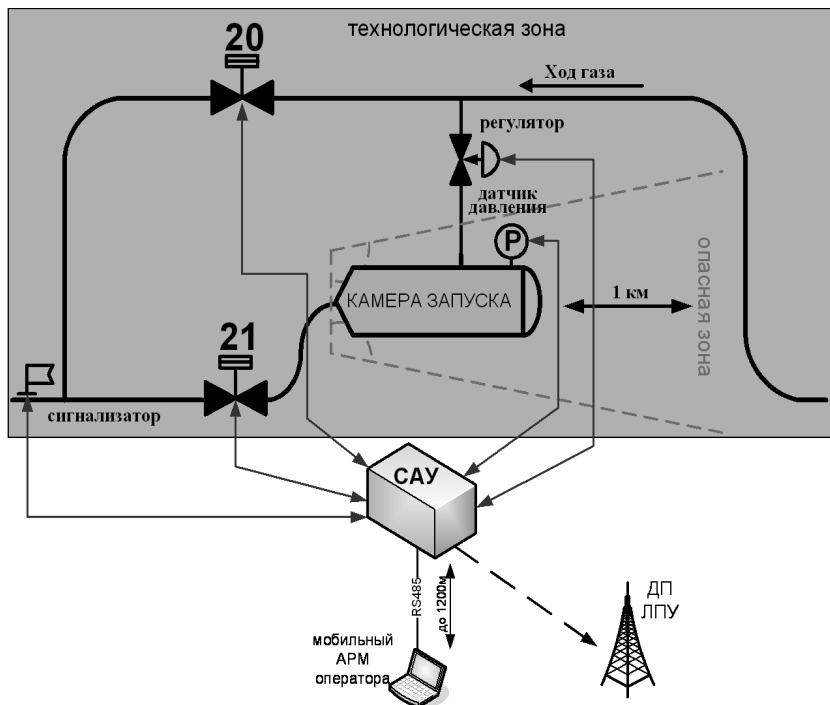


Рис. 3. Функциональная схема САУ ЗП ВТУ

Для фиксации момента и установления факта прохождения ВТУ предполагается использовать сигнализатор ДПС-7В производства ООО «НТП Инженерно-Производственный Центр» г. Томск.

В качестве датчиков давления выбран «Метран 150» с индикацией, на давление 100 кг/см².

Контроль утечек при заполнении камеры ЗП ВТУ предполагается проводить дистанционно с использованием переносного тепловизора FLIR GF320, эффективно эксплуатируемого на предприятии уже более года. Данный прибор работает в узком диапазоне инфракрасного излучения, что позволяет визуализировать утечки углеводородов.

Экономическая эффективность проекта достигается за счет сокращения затрат на аппаратную часть.

Существующими проектами реконструкции узлов предусмотрено использование пульта контроля и управления фирмы «Калининградгаз-приборавтоматика» стоимостью 1 220 000 руб. Основным недостатком



данного пульта является **обязательное** присутствие персонала в опасной зоне при производстве работ.

Стоимость разработанной нами САУ с учетом стоимости оборудования и программных разработок – 1 017 000 руб.

Таким образом, экономия затрат для одного узла составит более 200 000 руб.

Предложенные проектом решения позволяют автоматизировать технологический процесс запуска-приема ВТУ с возможностью вывода параметров на диспетчерский пульт ЛПУ, повысить надежность работы системы, получить значительный экономический эффект, и, самое главное, исключить присутствие персонала в опасной технологической зоне.

Разработка и внедрение транспортной логистики при планировании бригад бурения и ЗБС на Самотлорском месторождении

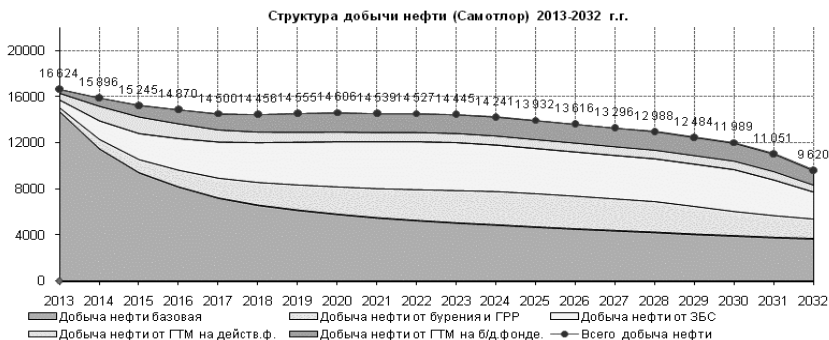
А. Н. Димитров, В. М. Котова

ОАО «Самотлорнефтегаз»

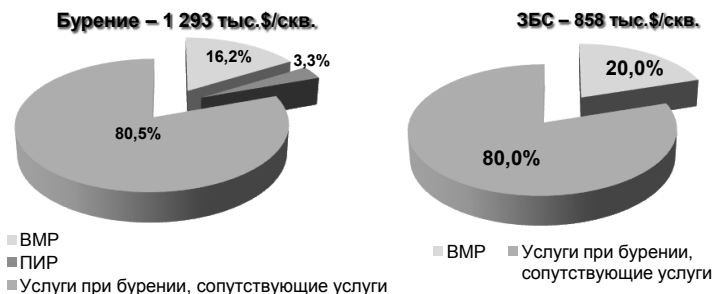
В данном проекте предлагается внедрение комплекса инструментов и процессов управления, направленных на организацию процесса планирования ковра бурения и резки боковых стволов (ЗБС).

Основная цель проекта — снизить затраты по строительству скважин и повысить эффективность бурения на предприятии ОАО «Самотлорнефтегаз».

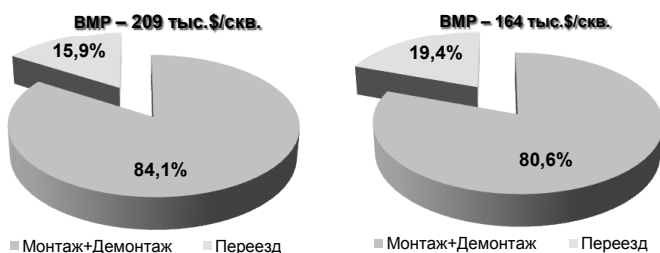
Самотлорское нефтегазовое месторождение имеет тенденцию к падению добычи нефти, поэтому большое внимание уделяется бурению скважин и ЗБС. Доля бурения по пласту АВ составляет 32% от общей программы бурения. За двадцатилетний период в ОАО «Самотлорнефтегаз» планируется пробурить 4781 скважину с накопленной добычей 67,5 млн тонн нефти.



По результатам проведенного анализа за 2012 год, затраты на бурение составляют порядка 1300 тыс.\$/скв., затраты на ЗБС порядка 900 тыс.\$/скв.



Затраты на вышкомонтажные работы (ВМР) включают в себя затраты на монтаж-демонтаж и переезд буровой бригады. Доля затрат на переезд составляет 16% для процесса бурения и 19% для процесса ЗБС.



В настоящее время в ОАО «Самотлорнефтегаз» внедряются новые технологии, направленные на снижение стоимости строительства скважин в среднем на 30%. Среди них: бурение на ГНКТ (гибкие насосно-компрессорные трубы), применение набухающих пакеров в открытом стволе, применение органических ингибиторов.

Так же для буровых подрядчиков применяется система целевого поощрения (бонус) буровой бригады в размере 100 тыс.руб. для цикла бурения за каждые сутки ускорения и 75 тыс.руб. для цикла монтаж-демонтаж за каждые сутки ускорения. В части оптимизации затрат на переезд никаких мероприятий не проводится.

Стоимость переезда одной бригады бурения составляет порядка 1 млн. руб., бригады ЗБС — порядка 600 тыс.руб., учитывая что за 2012 год было пробурено 40 скважин мобильного бурения и 239 скважин ЗБС, ОАО «Самотлорнефтегаз» понесло расходы на переезд в размере 179 млн.руб.

В ныне существующем процессе планирования ковра бурения и ЗБС отсутствует логистика движения бригад, проведенный анализ подтвердил это.

Бригада НПРС-1 за 2012 год (по факту) проехала 225 км. Оптимальный маршрут с учетом логистики составил 145 км., следовательно мы можем оптимизировать маршрут на 80 км и получить экономию в размере 104 тыс.\$ в год.

Бригада МДД за 2012 год (по факту) проехала 202 км, с учетом логистики — 121 км. Оптимизация маршрута составила 81 км, исходя из этого сложилась экономия 81 тыс.\$ в год.



В действующем подходе планирования ковра бурения и ЗБС существует ряд недостатков. При планировании ГТМ не учитывается транспортная логистика, в текущих договорах с буровыми компаниями определены фиксированные ставки за переезд, на маршрут движения влияет готовность инфраструктуры.

Проект предусматривает внедрение программного продукта ArcGis.

ArcGis — это система для повсеместного использования карт и географической информации, которая позволяет планировать маршруты движения с минимальными расстояниями и с учетом ряда факторов и критериев, таких как планирование логистики с учетом добычи нефти, прокладка оптимального маршрута с учетом всего парка буровых бригад. Также проект позволит учитывать географию месторождения (готовность инфраструктуры, качество дорог, мосты), выстраивать логистику движения бригад с учетом годового и 3-х летнего плана.

Программный продукт ArcGIS используется в ОАО «Самотлорнефтегаз» в маркшейдерской службе, дополнительных затрат не потребуется. Необходимо доработать существующий географический слой (карта Самотлорского месторождения) и создать дополнительный модуль управления маршрутами с учетом заданных критериев.

Анализ движения бригад бурения и ЗБС показал, что среднее расстояние между кустами при переезде составляет не более 20 км, а в действующих договорах определены ставки за переезд от 0–50 км и от 0–100 км.

Исходя из этого, возникло наше второе предложение внести изменения в текущие договора с буровыми компаниями и определить фиксированную ставку за 1 км. На основании расчета, проведенного отделом контрактования и ценообразования ОАО «Самотлорнефтегаз», ставка за переезд бригады бурения составит 39 т.р./км, бригады ЗБС-31 т.р./км.

Экономический эффект от внедрения составит 48,0 млн руб. в год или на 25% будут снижены текущие затраты на переезд бригад бурения или ЗБС.

В 2012 году проделана огромная работа по организации процесса планирования ковра бурения и ЗБС. Разработаны новые методики, изданы приказы по предприятию, ведется работа по внедрению проекта. На 2013 года запланированы мероприятия по тиражированию данного проекта в других подразделениях компании.

Обоснование заканчивания горизонтальной скважины в газоконденсатном пласте

Е. В. Друганова

*Департамент геологии, разработки и лицензирования месторождений
ОАО «НОВАТЭК»*

При проектировании разработки месторождений одним из основных вопросов является выбор профиля скважины. Так же необходимо выбрать вид заканчивания, определиться с длиной ГС. Правильный выбор профиля скважины необходим не только для конечной газо- и конденсатоотдачи, но и для уточнения геологического строения пласта в процессе



проводки ГС, для включения в разработку всех продуктивных пропластков, для уменьшения риска осложнений в процессе эксплуатации.

Конструктивные особенности горизонтальных скважин в отличие от вертикальных позволяют получать дебиты, в несколько раз превосходящие производительность вертикальных скважин. Причем увеличение дебита горизонтальных скважин обеспечивается не за счет повышения депрессии на пласт, а путем увеличения поверхности фильтра. Продуктивность вертикальных скважин ограничена толщиной вскрываемого ими пласта, тогда как для заданной величины толщины пласта, диаметра скважины и депрессии на пласт — геометрические параметры поверхности фильтрации, а, следовательно, дебит горизонтальных скважин зависит от длины горизонтального ствола.

Бурение скважин занимает более 60% от затрат по проекту, если брать внутривнебуровую часть без строительства магистрального газо- и конденсатопровода. Так же стоит отметить, что средняя стоимость бурения одной скважины высока. Исходя из стоимости скважин, выбор оптимального количества, профилей и схем заканчивания скважин в конкретных геологических условиях является одним из основных вопросов повышения технологической и экономической эффективности проекта. Это и является задачей настоящей работы.

Геолого-гидродинамические особенности коллекторов и принятые допущения

Принятые при расчетах допущения: качественная достоверная геологическая модель, качественные исследования PVT-состава УВ, высокое качество вскрытия продуктивной части за счет подобранных специалистами НТЦ буровых растворов и программ бурения, выполнение рекомендаций по допустимым режимам работы скважин.

Особенности: удаленность месторождения от развитой инфраструктуры и активов НОВАТЭКа и сложная логистика (доступ весна-осень осуществляется речным транспортом и на вертолете); водоохранная зона, включающая озера, болота, накладывает поверхностные ограничения по размещению кустовых площадок; сложный многопластовый объект с различными коллекторскими свойствами, большей частью низкими; высокое содержание конденсата, накладывающее ограничения на режим работы скважин; уровень добычи газа на полке 2.2 млрд м³/год.

Оценка начальных дебитов

Расчеты проводились на секторной модели, вырезанной из общей ГДМ Т-кого месторождения с учетом величины дренируемых одной скважиной объемов пласта. Начальные дебиты газа оценивались по аналитической формуле Джоши (табл. 1), но дали большую погрешность. Поэтому была сделана корректировка, проведенная на гидродинамической модели (табл. 1).

$$Q = \frac{2\pi \cdot K \cdot L \cdot (P_n^2 - P_z^2)}{\mu \cdot T \cdot z \cdot \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - 0.25 \cdot L^2}}{0.5 \cdot L} \right) + \frac{\beta \cdot h}{L} \cdot \ln \left[\frac{\beta \cdot h}{(\beta + 1) \cdot r} \right] + C \right]}$$



Таблица 1

**Оценка начальных дебитов по формуле Джоши (слева)
и на гидродинамической модели (справа)**

Длина ствола, м	Дебит, м ³ /сут	Длина ствола, м	Дебит, м ³ /сут
2500	1 251 138	2500	929 756
1500	1 186 646	1500	715 197
800	1 068 678	800	510 855
700	1 044 634	700	428 911
600	1 026 723	600	350 395
500	995 471	500	275 534
400	932 308	400	204 795

Сравнение результатов расчетов с различными профилями скважин

Были рассмотрены 2 вида заканчивания горизонтального ствола: пологонаправленный и U-образный одной длины и в одном и том же геологическом разрезе (рис. 1). Для U-образного профиля дебиты газа и конденсата и накопленная добыча выше, но разница незначительна, поэтому дополнительно анализировались профили притока (рис. 2) и скорости потока по стволу ГС (рис. 3) для этих видов заканчивания. Распределение профиля притока обусловлено в первую очередь изменением коллекторских свойств по пласту, а также перепадом забойного давления вдоль ГС.

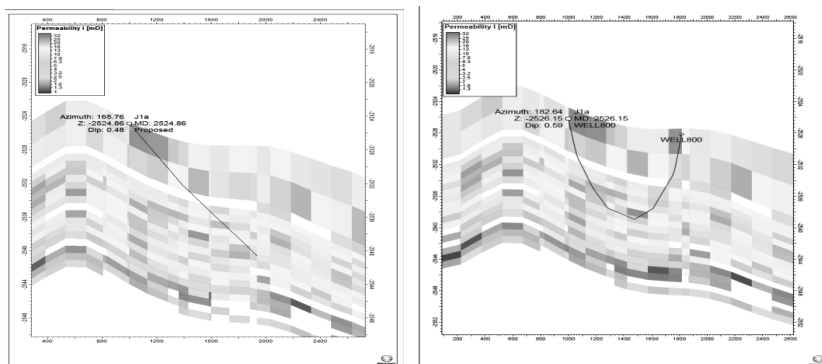


Рис. 1. Пологонаправленный и U-образный профили ГС

При проводке пологонаправленной скважины сложно прогнозировать изменение коллекторских свойств, т.к. скважина идет в недоразведанную часть пласта. При U-образном профиле есть возможность скорректировать оставшуюся часть ствола, т.к. при бурении быстро выходим на нижнюю точку (Т 2).

При рассмотрении скорости потока по стволу видно, что к носку скважины создаются условия для ее блокировки, часть ствола оказывается блокированной, появляются критические зоны, но в случае U-образного профиля жидкость будет стекать в зоны с более высокими скоростями потока. Приведенные факторы увеличивают фактическую разницу

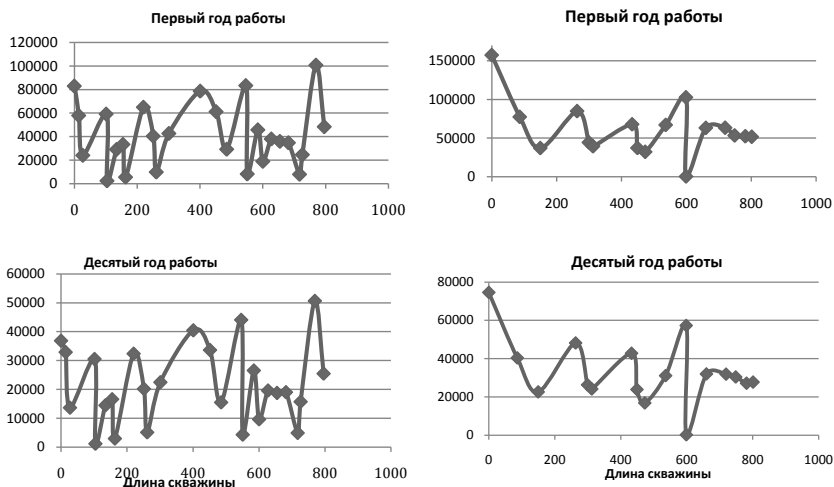


Рис. 2. Профили притока по стволу, м³/сут, для U-образной (первый столбец) и пологонаправленной (второй столбец) форм ГС

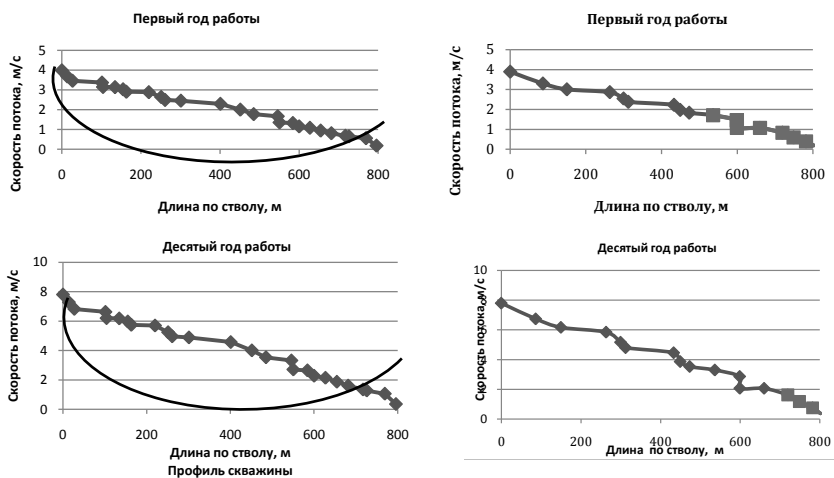


Рис. 3. Скорость потока по стволу, м³/сут, для U-образной (первый столбец) и пологонаправленной (второй столбец) форм ГС

в показателях разработки, что напрямую не отражается в гидродинамической модели, т.к. применяется допущение, что на забое скважины нет жидкости. Предпочтительней оказывается U-образный профиль, который так же позволит иметь более продолжительную добычу при некачественном вскрытии-загрязнении призабойной зоны.



Оптимальная длина ГС

Площадь поверхности фильтрации, а, следовательно, дебит горизонтальных скважин зависит от длины горизонтального ствола для скважин одной конструкции. Вторая часть работы заключается в обосновании оптимальной длины. Получены зависимости начального дебита и накопленной добычи газа от длины ГС (рис. 4). Показатели монотонно возрастают с увеличением длины, но разница становится меньше.

По рекомендуемой в ОАО «НОВАТЭК» методике рассчитаны экономические показатели, указывающие оправданность увеличения длины горизонтального ствола (рис. 5). Но для длин ГС свыше 1500 м прирост ЧДД на 100 м удлинения значительно снижается. Так же при дальнейшем удлинении выходим за технические возможности, применяемого на месторождении бурового станка. С учетом этого в данных геологических условиях наиболее рентабельны длины ГС до 1.5 км.

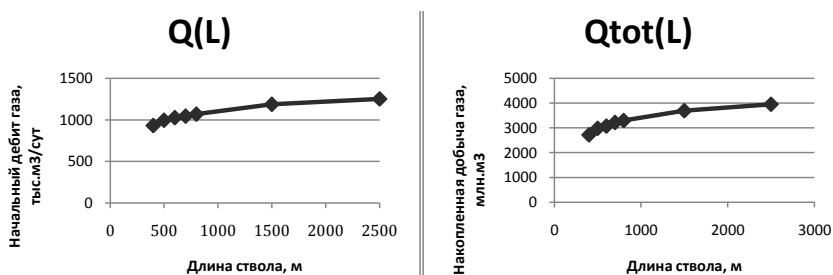


Рис. 4. Зависимости начального дебита и накопленной добычи газа от длины ГС

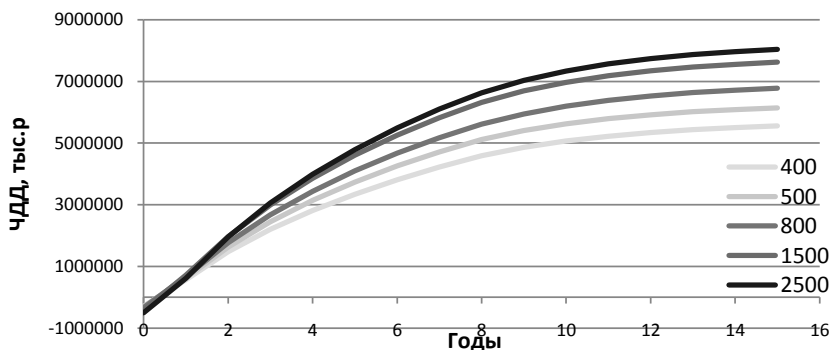


Рис. 5. ЧДД для скважин разной длины

Оценка чувствительности показателей разработки к изменению проницаемости

Для оценки чувствительности показателей разработки к исходным данным для учета степени их неопределенности проводились расчеты



при ухудшении и улучшении фильтрационных свойств пласта в 5 раз (табл. 2). Границы секторной модели считаются непроницаемыми. Устьевое давление задавалось на уровне 120 бар, со снижением каждый год на 15 бар. Для расчета используются таблицы потерь давления (VFP-таблицы). Рассчитывается прогноз добычи на 15 лет.

Получены следующие показатели разработки (рис. 6, 7). При снижении проницаемости дебиты падают непропорционально степени уменьшения. Это объясняется выпадением конденсата в призабойной зоне и снижением фазовой проницаемости по г/к смеси.

Также при снижении проницаемости длина ствола сильнее влияет на начальный дебит скважин. Эти зависимости прослеживаются и для показателей по конденсату.

Таблица 2

Рассмотренные варианты модели с оценкой чувствительности к проницаемости

Permeability	Min	Max	Mean
Base	0.9512	37.4688	12.6753
Base40.2	0.1902	7.4938	2.5351
Base45	4.7560	187.3440	63.3767

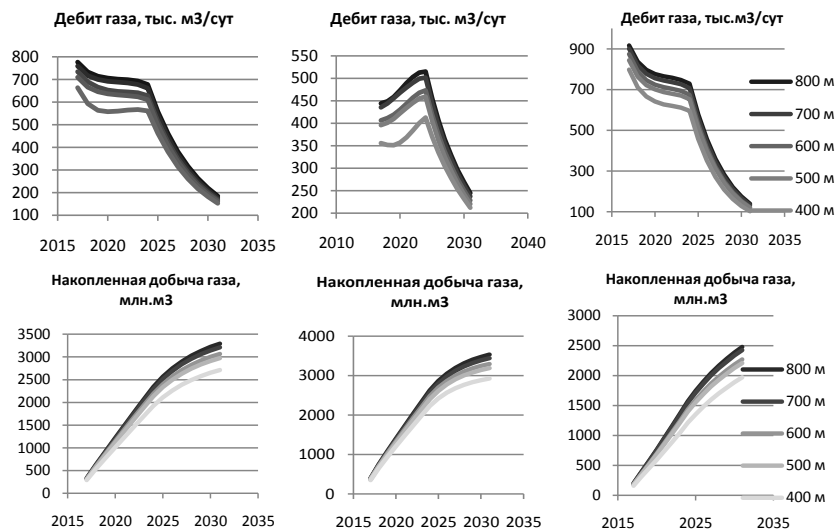


Рис. 6. Показатели добычи газа: базовый вариант, с уменьшенной и увеличенной проницаемостью

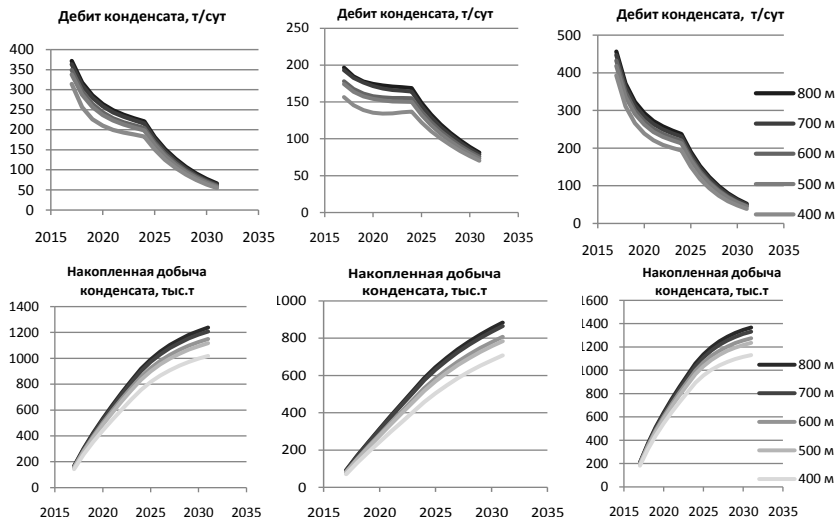


Рис. 7. Показатели добычи конденсата: базовый вариант, с уменьшенной и увеличенной проницаемостью

Результаты

На основании произведенных расчетов, получены следующие результаты и сделаны следующие выводы для Т-кого месторождения:

При значительной стоимости скважины целесообразно снять геологические риски необходимыми исследованиями и расчетами на ГДМ.

Обоснованно применение U-образного профиля, что позволяет улучшить вынос жидкости с забоя скважины, продлить период их эксплуатации.

Начальный дебит зависит от длины ствола, качества проводки и качества вскрытия скважиной продуктивного пласта (ФЕС вдоль ГС).

С увеличением длины монотонно возрастают значения начальных дебитов и накопленной добычи.

Максимально эффективная экономически и технологически длина ГС для U-образного профиля 1500 м.

В процессе бурения необходима геонавигация для снятия геологических рисков. Для повышения качества вскрытия необходимо подобрать буровые растворы.

Промысловая система для фитингов

А. В. Душенко

ООО «Газпром добыча Ямбург»

В процессе эксплуатации газовых коллекторов: переключений, пусков промыслов, остановов, перехода с летнего режима эксплуатации на зимний и наоборот, возникают некоторые сложности в герметичности кранов



(способность или неспособность пропускать газ в отсеченный коллектор). Особенно актуальна данная проблема в процессе останова газового промысла. Негерметичность кранов не позволяет стравить давление до нуля (нулевого значения). Основной способ устранения этой проблемы — набивка кранов через фитинги набивочной сертифицированной машинкой.

Как известно, фитинг состоит из двух частей: внутренней и наружной. И если наружный фитинг представляется возможным заменить или отремонтировать (отревизировать) при остаточном давлении, то внутренний не представляется возможным. Иногда при остаточном давлении и замена наружного фитинга не представляется возможной потому, как при раскручивании наружной части, внутренняя начинает пропускать газ. Кроме того, даже если удается стравить давление до нуля, в виду долгих лет эксплуатации кранов, внутренний фитинг выкрутить практически невозможно. Такой фитинг невозможно ни отревизировать, ни заменить.

Единственная возможность без разборки фитинга устранить старую смазку — промывка фитинга при давлении, гораздо выше остаточного в коллекторе. Промывка фитингов промывочной жидкостью через промывочную систему является мобильной, компактной, не требующей демонтажа — ни внутреннего, ни наружного фитингов.

Основные характеристики набивочной машинки

Номинальное давление (МПа) (кгс/см ²)	29,4 (300)
Вместимость цилиндра (см ³)	1750
Вместимость емкости для рабочей жидкости (см ³)	1650
Рабочая жидкость	Масло АМГ-10 ГОСТ 6794–75
Температура эксплуатации (°С)	-45...40
Масса (без масла) (кг)	20
Комплектность	Цилиндр — 1 шт. Поршень — 1 шт. Гайка — 1 шт. Штуцер — 1 шт. Крышка — 1 шт. Клапан — 1 шт. Перепускной клапан — 1 шт. Заглушка — 1 шт.
Порядок заправки маслом	Снять заглушку со штуцера. Установить нагнетатель в вертикальное положение. Снять емкость Ж58А7770.02 и залить в нее 1650 см ³ масла АМГ-10 ГОСТ 6794–75. Установить емкость на нагнетатель и открыть оба клапана. Установить нагнетатель на основание в горизонтальное положение. Произвести прокачку масла, перемещая ручку насоса вверх-вниз 10–20 раз. Закрыть перепускной клапан, произвести прокачку масла, перемещая ручку насоса вверх-вниз 40–60 раз.



Порядок работы	Заполнить промывочной жидкостью. Установить крышку и затянуть гайку. Присоединить к штуцеру рукав высокого давления. Закрывать перепускной клапан. Установить нагнетатель в рабочее горизонтальное положение. Перемешать ручку насоса вверх-вниз до появления смазки (жидкости) из рукава высокого давления. Присоединить рукав высокого давления к шаровому крану, перемешать ручку насоса вверх-вниз. Заправить кран уплотнительной смазкой, либо промыть его жидкостью «Синвал», «Турботект». После окончания работы открыть клапан и отсоединить рукав высокого давления от крана.
----------------	--

Основные характеристики промывочной системы

Промывочная система состоит из трех основных частей:

- шток-регулятор;
- форсунка промывочная;
- насадка — обратный клапан;
- дополнительные насадки для наружных фитингов различных диаметров.

В данной системе предусмотрено регулирование и перепуск давления, дренаж излишней жидкости.

Габаритные размеры шток-регулятора

Длина без учета регулятора	100 мм
Длина регулятора	27 мм
Длина наружной резьбы штока	8 мм
Длина пружины	20 мм
Расстояние от регулятора до дренажной трубки	20 мм
Наружный диаметр штока	16 мм
Диаметр наружной резьбы	12 мм
Диаметр внутренней резьбы	7мм
Толщина стенки	4 мм
Диаметр шарика	6 мм



Габаритные размеры форсунки промывочной

Длина	45 мм
Диаметр наружной резьбы	20 мм
Длина	20 мм
Диаметр внутренней части резьбы	27 мм
Длина	25 мм
Диаметр отверстия под шток-регулятор	12 мм

Основные характеристики промывочной жидкости (Turbotect ARF-301, «Синвал»)

«Синвал» (ТУ 2499–009–10408765–2003) предназначается, в основном, для очистки проточной части газотурбинных установок на холодных прокрутках. Применяется в виде водных растворов с концентрацией 10–15 % при температуре 40–60 °С. Помимо этого, ТМС «Синвал» может применяться для обычной очистки деталей и узлов от эксплуатационных и производственных загрязнений водными растворами с концентрацией 50–70 г/дм³ при температуре 40–60 °С. Для приготовления моющих растворов пригодна вода любой жесткости. Визуально средство представляет собой подвижную жидкость от светло-желтого до темно-коричневого цвета. ТМС «Синвал» относится к 4-му классу («малоопасные вещества»).

По степени стабильности к биоразложению в сточных водах относится к 3-му классу («умеренно стабильные вещества»). Моющее средство «Синвал» относится к трудногорючим продуктам. Представляет собой смесь поверхностно-активных веществ в сочетании с добавками, обеспечивающими высокое моющее действие средства в условиях применения чистки проточной части газотурбинных установок на холодных прокрутках. Используется для промывки газовоздушных трактов энергетических установок от эксплуатационных загрязнений, для очистки проточной части газотурбинных установок на холодных прокрутках, кроме того, «Синвал» может применяться для удаления других производственных и эксплуатационных загрязнений. «Синвал» рекомендуется к применению для очистки металлических фильтров от смолистых отложений и разного рода других поверхностей от копоти и нагарообразных загрязнений.

Принцип совместного использования промывочной системы и набивочной машинки (Описание проведенных опытов)

Промывочная система находится в собранном, готовом к использованию состоянии. Настраивается лишь затяжка клапана сброса излишней промывочной жидкости, в зависимости от остаточного давления, согласно риску, расположенным на затяжном штоке. Затем промывочную систему присоединяем к набивочной машинке, которую заполняем промывочной жидкостью. Машинка должна быть оборудована манометром. Выкидной кран необходимо перекрыть. Как только давление после



машинки превысит давление в коллекторе в два-три раза, но не более допустимого, согласно паспортным данным использования машинки, следует открыть кран. Причем, при открытии крана следует не прекращать подачу жидкости в выкидную трубку, прокачивая рычагом. Если фитинг забит полностью и первое прокачивание не дало результат, перекаченная жидкость сбрасывается через клапан сброса по перепускной трубке в емкость. Для этого необходимо ослабить шток перепускного клапана. Делается это в двух случаях:

1. Если после открытия выкидного крана давление осталось на прежнем уровне.
2. Если давление после открытия выкидного крана изменилось незначительно, перепад составил не более 3–5 кг.

При таких условиях перекрываем выкидной кран, набираем выше указанного давления и повторяем процедуру до тех пор, пока перепад давления «до» и «после» не станет значительным. Иными словами, нерабочий (проблемный) фитинг успешно отревисирован. Общее время на выполнение работ на один проблемный фитинг составляет не более 40–50 минут.

Заключение

Данная система помогла решить проблему негерметичности кранов, поскольку с её помощью нам удалось удалить загустевшую пасту в фитинге (т.е. восстановить его работоспособность), без полной разборки крана и при наличии остаточного давления в трубопроводе.

Система мобильна, что позволит применять её не только на определенном участке, но и по всей территории газового промысла.

Система проста в изготовлении (изготовить данную насадку для промывочной машинки по силам каждому токарю).

Совершенствование системы взаимодействия предприятий ТЭК с учебными заведениями

Е. В. Егорова, Н. В. Егорова

*НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти» ОАО Газпром
Научные руководители: Ю. Ю. Елсукова, С. В. Орлова*

В данный момент взаимодействие между работодателями и учебными заведениями находится на недостаточно развитом уровне, причем более низком, чем в советский период. Работодатели не могут сформулировать, а иногда и не хотят, заказ на выпускников учебных заведений — специалистов, которые им необходимы, не веря в их качество. Учебные заведения продолжают выпускать специалистов, которым в свою очередь очень трудно трудоустроиться по окончании учебного заведения.

Работодатели иногда не знают обо всем спектре учебных заведений, готовящих специалистов для их отрасли, поэтому иногда берут на работу специалистов из других отраслей. Это приводит к более длительному периоду адаптации их в новой отрасли и большему числу ошибок.



Эффективность профессионального образования работодатели чаще всего оценивают крайне низко. Особенно много нареканий вызывает качество подготовки выпускников учреждений среднего профессионального образования, а также практическая составляющая подготовки выпускников вузов. Это общая проблема: у подавляющего большинства выпускников учебных заведений отсутствуют практические навыки и необходимые компетенции. Ее причина, с точки зрения работодателей, кроется в неспособности (кадровой, экономической, технологической, содержательной) образовательных учреждений и системы образования в целом гибко реагировать на запросы рынка труда. Происходит это по причине отсутствия связи учебных заведений и предприятий.

Подавляющее большинство компаний ТЭК сегодня не рассчитывают, что полученное образование позволит молодому специалисту немедленно включиться в работу. Выпускник воспринимается работодателями лишь как исходный материал для подготовки полноценного специалиста. И такая ситуация ставит перед учебными заведениями новые задачи. Собственно, полученные знания рассматриваются компаниями ТЭК лишь как отправная точка для дальнейшего обучения молодого специалиста; все более важным фактором при оценке потенциального сотрудника становится его способность и желание адаптироваться, учиться, способностью профессионально развиваться.

Ни одна компания не ждет, что только что закончивший обучение молодой специалист сможет сразу включиться в работу. По мнению работодателей, для того чтобы выпускник превратился в полноценного сотрудника, требуется несколько лет, и это нормально. Более того, во многих компаниях ТЭК дополнительное обучение и адаптация вчерашнего выпускника расценивается не как досадная необходимость, а как дополнительная возможность сформировать его в соответствии с собственными требованиями — привить молодым специалистам элементы корпоративной культуры, обучить их специфике работы.

Учебные заведения и предприятия давно сотрудничают друг с другом, однако партнерство является делом далеко не всех. Несмотря на то, что практика взаимодействия за последние годы заметно расширилась, она не смогла снять основных проблем, возникающих при трудоустройстве молодого специалиста.

Многие работодатели и специалисты, занимающиеся кадровой проблемой, считают, что положение с кадрами на многих предприятиях критическое:

- нехватка квалифицированных работников;
- нехватка работников средних и молодых возрастов.

Растёт потребность предприятий в молодых специалистах, как традиционных профессий, так и вновь появляющихся на рынке труда.

Таким образом, работа с молодыми специалистами (обучающимися) является очень актуальной проблемой (целым спектром проблем) в наше время, как для организации, так и для молодых специалистов, и обучающихся.

Однако обозначенные проблемы имеет различные специфические особенности: для организации (работодателя) это одни аспекты, для молодых специалистов — другие, для обучающихся (студентов) — другие.

Сегодня каждая организация (работодатель) желает видеть в своих рядах молодого высококвалифицированного сотрудника, имеющего опыт работы, не менее 1–3 лет.



Но откуда у молодого специалиста, только, что закончившего образовательное учреждение, такой опыт работы? Молодым специалистам, впервые пришедшим на рынок труда не имеющим достаточного уровня профессиональных навыков сложно найти работу по своей специальности.

Следовательно, для молодого специалиста основными проблемами являются — трудоустройство и приобретение профессионального опыта.

Трудоустройство — это особенно актуальная проблема для молодых специалистов, но так как эта проблема перед нами пока еще особенно остро не стоит, мы не будем на ней останавливаться.

Ряд проблем имеется и у студентов, одна из основных — это прохождение практик. Именно этой проблеме, а точнее ряду проблем мы хотим уделить особое внимание, т.к. их частичное влияние мы ощутили и на себе.

Почти каждый студент на определенном этапе своего обучения встречается с проблемой поиска места для прохождения производственной практики.

Как уже было сказано, работа с молодыми специалистами и, в частности, прохождение практики студентов связана с рядом проблем, как для организации, так и для студентов.

Основные из них:

Первая проблема — оформление студентов на практику. У многих организаций возникают многочисленные трудности с оформлением студентов на практику, поскольку трудовым законодательством РФ напрямую этот процесс не регламентирован, понятие договора о прохождении практики между работодателем и практикантом отсутствует, четкий алгоритм действий нигде не указан.

Вторая проблема — выполнение программы практики и написания отчета в части наличия документов, касающихся деятельности организации. Эта проблема связана с тем, что многие документы организаций имеют гриф «коммерческая тайна» или «конфиденциально».

К сожалению, на практике большинство студентов сталкивается с такой проблемой: на всех документах, которые мы запрашивали (устав, коллективный договор, структуру, результаты хозяйственной и финансовой деятельности и т.д.) был гриф конфиденциальности.

В нашем случае проблема была частично разрешима, так как с этими документами нам разрешалось работать внутри Общества, но выносить и делать ксерокопии этих документов, было запрещено.

В этом была определенная сложность, т.к. мы не могли документально подтвердить приведенные данные в отчете.

В связи с тем, что изменение трудового законодательства сложный и, как правило, длительный процесс, для устранения проблемы, связанной с оформлением студентов на практику наиболее действенным на наш взгляд будет являться:

- заключение договоров «О прохождении практики студентов» между организациями и образовательными учреждениями;
- организация сотрудничества образовательных учреждений с центрами занятости населения (решение проблемы трудоустройства). В настоящее время в РФ действует программа субсидированного трудоустройства выпускников начального и среднего профессионального образования. В соответствие с ней государство выделяет



работодателю средства на оплату работы молодого специалиста в течение первых 3–6 месяцев.

- образовательным учреждениям создавать (или обновлять) накопительную базу различной документации предприятий и организаций, необходимую для освоения программ практик, утративших гриф «коммерческая тайна» или «конфиденциально»;

в качестве альтернативной формы организации практики студентов внедрять технологию моделирования профессиональной деятельности — «Учебная организация». «Учебная организация» — это модель предприятия, в которой имитируется весь процесс управления производственной и коммерческой деятельностью предприятия. В ней реализуются практические цели профессиональной подготовки. У студентов вырабатываются личностные навыки, способствующие их социальной адаптации. Прививаются навыки использования саморекламы и самоменеджмента, помогающие успешно конкурировать на рынке труда. Деятельность студентов в «Учебной организации» имитируется через задание игровой ситуации.

Из наиболее эффективных форм взаимодействия работодателей и системы профессионального образования сегодня является сотрудничество с учебными заведениями через подачу предприятием заявки в учебные заведения на специалистов определенного профиля, прохождение на предприятии практики, в том числе и преддипломной, стажировки. Это позволит предприятию совместно с учебным заведением «вырастить» нужного специалиста.

Для того чтобы улучшить взаимодействие учебных заведений и предприятий ТЭК, на наш взгляд нужно:

Со стороны работодателя:

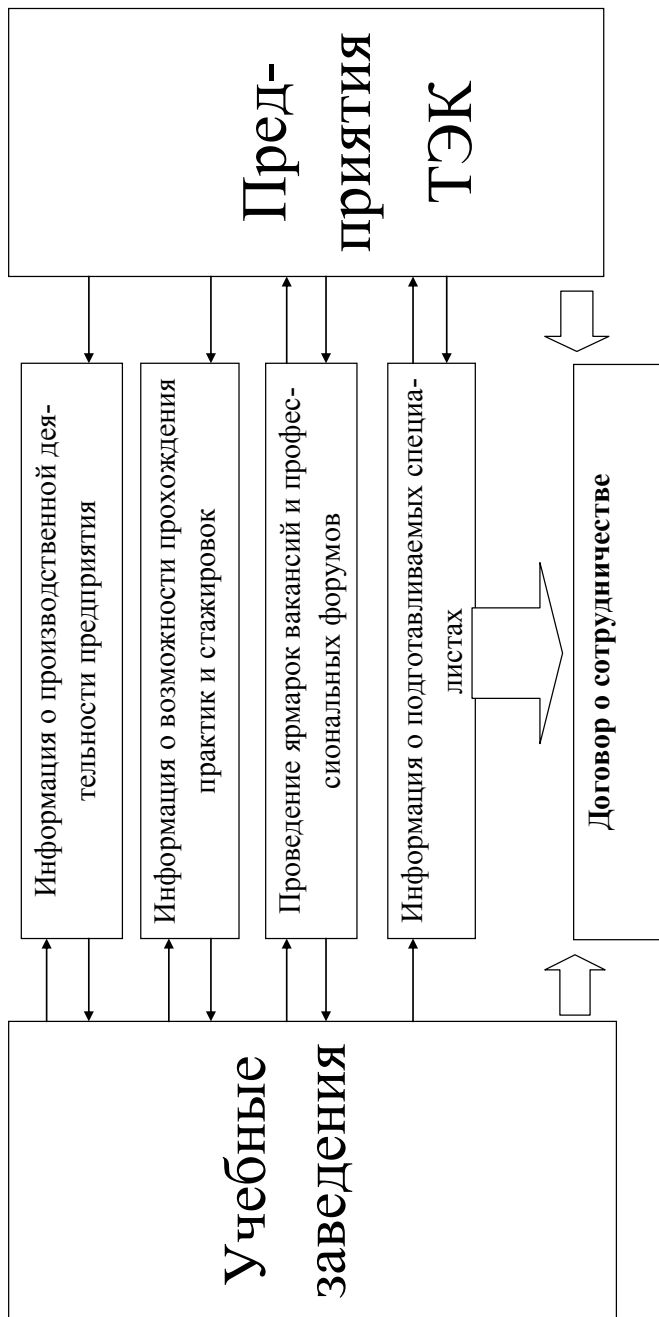
- участвовать на ярмарках вакансий и профессиональных форумах;
- изучать рынок образовательных услуг;
- посещать учебные заведения, готовящие специалистов необходимого профиля;
- производить подачу предприятием заявки в учебные заведения на специалистов определенного профиля;
- знакомить представителей образовательных учреждений с производственной деятельностью предприятия;

Со стороны учебного заведения:

- проводить ярмарки вакансий и профессиональные форумы, которые позволяют молодым людям, думающим о профессиональной карьере, получить информацию об интересующих их рабочих местах;
- изменять учебные программы в пользу увеличения стажировок (практик) на рабочих местах, изучения вопросов, актуальных для производства.

Результатом этого взаимодействия должен стать договор о сотрудничестве. Ниже нами представлена модель взаимодействия предприятий ТЭК с учебными заведениями.

Таким образом, используя наши предложения, процесс сотрудничества предприятий ТЭК и учебных заведений может быть налажен, что положительно скажется как на работе предприятия по кадровому обеспечению, так и на работе учебных заведений.



Модель взаимодействия предприятий ТЭК и учебных заведений



Мониторинг распространения разрывных трещин ГРП методами молекулярного анализа

А. В. Ермоловский

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде*

Молекулярные методы анализа позволяют установить возможность прорыва трещин после проведения ГРП в высокопродуктивные зоны смежных многопластовых залежей по изменению молекулярного состава углеводородных флюидов.

Мониторинг распространения разрывных трещин ГРП методами молекулярного анализа условно можно разделить на три этапа.

На первом этапе до проведения ГРП выполняется молекулярный анализ бензиновой фракции углеводородного флюида продуктивных отложений. Определяется состав и распределение индивидуальных углеводородов.

Вторым этапом является молекулярное исследование углеводородного флюида после проведения ГРП.

На третьем этапе сравниваются молекулярные характеристики (распределение индивидуальных углеводородов и групповой углеводородный состав) флюидов до и после проведения ГРП.

Гидравлический разрыв пластов (ГРП) является одним из эффективных методов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин, повышения нефтеотдачи, вовлечения в разработку низкопроницаемых зон и пропластков. При проведении гидравлического разрыва продуктивных пластов в породе образуются разрывные трещины, которые распределяются по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида.

В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

В результате ГРПкратно повышается дебит добывающих скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины. Вместе с тем, увеличение дебита может быть связано с неограниченным ростом трещин и их прорыва в верхние или нижние высокопроницаемые слои многопластовой залежи, тем самым вызывая иллюзию увеличения производительности разорванных низкопроницаемых пропластков, так как получаемый углеводородный флюид при дальнейшей разработке или испытаниях поступает не только из гидравлически разорванных низкопроницаемых пластов, но и из высокодренируемых зон, по каналам, образовавшимся после проведения ГРП (рис. 1).

На сегодняшний день существуют современные методы измерения высоты трещины, такие как акустический каротаж или термометрия скважины. Молекулярные методы анализа позволяют установить неограниченный рост трещин ГРП и прорыв их в высокодренируемые зоны по изменению молекулярного состава бензиновых фракций углеводородных флюидов в многопластовых залежах.

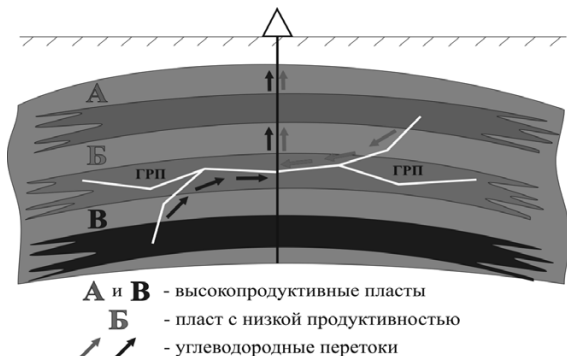


Рис. 1. Схема возможного распространения разрывных трещин ГРП

Молекулярный анализ бензиновых фракций осуществлялся на газовом хроматографе TRACE GC Ultra. Разделение углеводородов проводилось на капиллярной колонке TR-1 длиной 100 м. Хроматографирование велось в режиме линейного программирования температуры: начало 40 °С, скорость подъема температуры 1 °С/мин., конец программы 110 °С.

Типичная хроматограмма бензиновой фракции НК-180 °С приведена на рис. 2. В этом температурном интервале кипят почти все насыщенные углеводороды состава C_3-C_{10} . Из-за близости физических свойств идентификация многих из них затруднительна. Качественную расшифровку (табл. 1) хроматограмм следует начинать с идентификации пиков парафиновых углеводородов, для чего необходимо снять хроматограммы калибровочных смесей в тех же условиях.

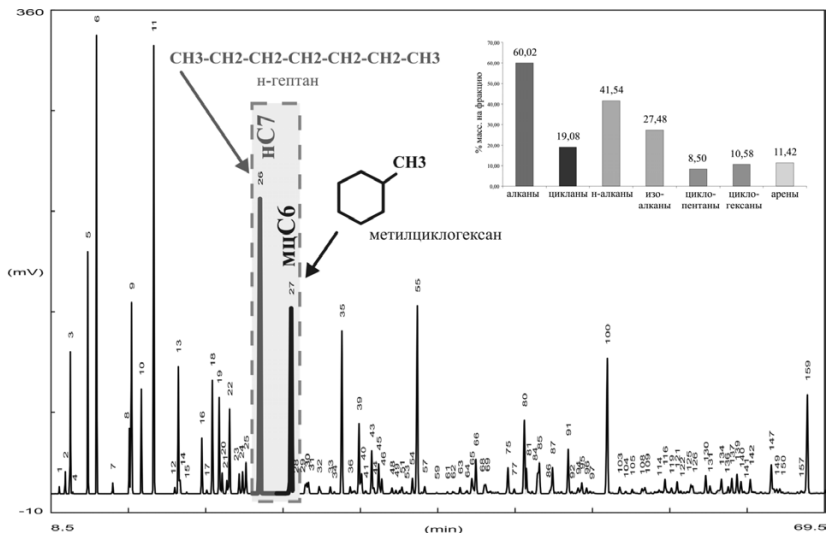


Рис. 2. Хроматограмма бензиновой фракции НК-180 °С



Таблица 1

Расшифровка хроматограммы бензиновой фракции НК-180 °С

Номер пика	Углеводород	Номер пика	Углеводород
Алканы		Циклопентаны	
(1) —————С3	пропан	(8) —————цС5	циклопентан
(3) —————нС4	н-бутан	(13) —————мцС5	метициклопентан
(6) —————нС5	н-пентан	(21) —1,1-дмцС5	1,1-диметициклопентан
(11) —————нС6	н-гексан	(23) -с-1,3-дмцС5	сис-1,3-диметициклопентан
(26) —————нС7	н-гептан	(24) -t-1,3-дмцС5	транс-1,3-диметициклопентан
(55) —————нС8	н-октан	(25) -t-1,2-дмцС5	транс-1,2-диметициклопентан
(100) —————нС9	н-нонан	(28) -1,1,3-тмцС5	1,1,3-триметициклопентан
(159) —————нС10	н-декан	(29) —————эцС5	этициклопентан
Изоалканы		(32) tс1,2,4тмцС5	1, транс-2-сис-4-триметициклопентан
(2) —————иС4	изобутан	(33) tt1,2,3тмцС5	1, транс-2, транс-3-триметициклопентан
(4) —2,2-дмС3	2,2-диметилпропан	(41) ct1,2,4тмцС5	1, сис-2, транс-4-триметициклопентан
(5) —————иС5	изопентан	(49) t-1-м,3-эцС5	транс-1-метил-3-этициклопентан
(7) —2,2-дмС4	2,2-диметилбутан	(51) t-1-м,2-эцС5	транс-1-метил-2-этициклопентан
(9) 2-мС5+2,3дмС4	2-метилпентан+2,3-диметилбутан	(61) -tс11,2,4тмцС5	транс, сис-1,1,2,4-тетраметилциклопентан
(10) —————3-мС5	3-метилпентан	(64) 1,1-дм,3эцС5	1,1-диметил-3-этициклопентан
(12) —2,2-дмС5	2,2-диметилпентан	(77) -tt1,2дм3эцС5	1, транс-2-диметил, транс-3-этициклопентан
(14) —2,4-дмС5	2,4-диметилпентан	(96) t-1-м,2-пцС5	транс-1-метил-2-пропилциклопентан



Номер пика	Углеводород	Номер пика	Углеводород
(15) —2,2,3-тМС4	2,2,3-триметилбутан	(97) -t-1,2-эцС5	транс-1,2-дизтициклопентан
(17) —3,3-дМС5	3,3-диметилпентан	(103) —1-м,2-пцС5	1-метил-2-пропилциклопентан
(19) —2-МС6	2-метилгексан	(121) ———-бцС5	бутилциклопентан
(20) —2,3-дМС5	2,3-диметилпентан	Циклогексаны	
(22) —3-МС6	3-метилгексан	(18) ———-цС6	циклогексан
(30) —2,5-дМС6	2,5-диметилгексан	(27) ———-мцС6	метилциклогексан
(31) —2,4-дМС6	2,4-диметилгексан	(45) -t-1,4-дмцС6	транс-1,4-диметилциклогексан
(34) —2,3,4-тМС5	2,3,4-триметилпентан	(46) -с-1,3-дмцС6	шис-1,3-диметилциклогексан
(36) —2,3-дМС6	2,3-диметилгексан	(48) —1,1-дмцС6	1,1-диметилциклогексан
(39) —2-МС7	2-метилгептан	(54) -t-1,2-дмцС6	транс-1,2-диметилциклогексан
(40) —4-МС7	4-метилгептан	(57) -с-1,4-дмцС6	шис-1,4-диметилциклогексан
(43) —3-МС7	3-метилгептан	(62) -с-1,2-дмцС6	шис-1,2-диметилциклогексан
(44) —3-эС6	3-этилгексан	(66) ———-эцС6	этилциклогексан
(53) —2,2,4-тМС6	2,2,4-триметилгексан	(69) —1,1,3-тмцС6	1,1,3-триметилциклогексан
(59) —2,3,5-тМС6	2,3,5-триметилгексан	(92) —1,1,2-тмцС6	1,1,2-триметилциклогексан
(63) —2,4-дМС7	2,4-диметилгептан	(94) —tt1,2,3тмцС6	1, транс-2, транс-3-триметилциклогексан
(65) —2,5-дМС7	2,5-диметилгептан	(95) с-1-м,3-эцС6	шис-1-метил-2-этилциклогексан
(68) —2,6-дМС7	2,6-диметилгептан	(104) -t1-м,2эцС6	транс-1-метил-2-этилциклогексан
(84) —4-МС8	4-метилоктан	(114) ———-пцС6	пропилциклогексан



Номер пика	Углеводород	Номер пика	Углеводород
(85) ———2-мС8	2-метилоктан	(119) -t11 34тмС6	Углеводород транс-1,1,3,4-триметилциклогексан
(86) ———3-эС7	3-этилгептан	(150) ———ибцС6	изобутилциклогексан
(87) ———3-мС8	3-метилоктан	(152) -t-1,2-пцС6	транс-1,2-пропилциклогексан
(108) —3,3,5-тмС7	3,3,5-триметилгептан	Ароматические углеводороды	
(109) —2,2-дмС8	2,2-диметилоктан	(16) ———б	бензол
(116) —2,6-дмС8	2,6-диметилоктан	(35) ———т	толуол
(126) —3,6-дмС8	3,6-диметилоктан	(75) ———эб	этилбензол
(136) ———4-мС9	4-метилнонан	(80) ———м-к	м-ксилол
(139) ———2-мС9	2-метилнонан	(81) ———п-к	п-ксилол
(140) ———3-эС7	3-этилгептан	(91) ———о-к	о-ксилол
(141) ———3-эС8	3-этилоктан	(105) ———кумол	изопропилбензол
(142) ———3-мС9	3-метилнонан	(125) ———пбензол	пропилбензол
		(130) ———1-м-3-эб	1-метил-3-этилбензол
		(131) ———1-м-4-эб	1-метил-4-этилбензол
		(134) ———1,3,5-тмб	1,3,5-триметилбензол
		(137) ———1-м-2-эб	1-метил-2-этилбензол
		(147) ———пкумол	1,2,4-триметилбензол
		(149) третбензол	трет-бутилбензол
		(157) вторбензол	втор-бутилбензол



В основном парафиновые УВ выходят в порядке возрастания температур кипения. В качестве калибровочных можно пользоваться хроматограммами изомеризатов н-октана и изооктана. Сравнивая хроматограммы бензиновых фракций и калибровочных смесей, снятые в одинаковых условиях, идентифицируют пики парафиновых УВ. Для упрощения расшифровки в пробу бензинов можно добавить смесь реперов: н-гексан, н-гептан, н-октан. Возросшие на хроматограммах пики относятся к этим УВ. «Привязать» к реперам разветвленные алканы уже не составляет труда. Дальнейшей операцией является определение пиков циклоалканов и ароматических углеводородов, что также сделать не трудно, имея частую сетку алканов и также можно добавить смесь реперов цикланов и аренов. Порядок элюирования алканов, циклоалканов и ароматических углеводородов обычно сохраняется при строгом соблюдении указанных в табл. 2 условий хроматографирования.

Мониторинг распространения разрывных трещин ГРП методами молекулярного анализа условно можно разделить на три этапа.

На первом этапе проводится молекулярный анализ флюидов продуктивных залежей до проведения ГРП. Как правило, в многопластовых залежах фиксируется ряд отличий в углеводородном составе бензиновых фракций. На каждом из этапов дополнительно проводится комплекс физико-химических анализов углеводородных флюидов. Физико-химическая корреляция флюидов имеет как положительные, так и отрицательные стороны. Например, доступность в аналитическом оборудовании, в некотором роде экспрессность многих методов анализа и интерпретации — положительные моменты. К отрицательным — можно отнести не всегда достаточную информативность физико-химических исследований углеводородных флюидов. Например, одинаковую плотность или вязкость могут иметь разные по углеводородному составу флюиды.

Таблица 2
Параметры управления и проведения анализа хроматографирования бензиновых фракций

Наименование колонки	TR-1
Неподвижная фаза	100 % Dimethyl Polysiloxane
Соотношение объемных расходов газа-носителя и водорода (FID)	1:1
Соотношение объемных расходов водорода и воздуха	1:10
Длина колонки, м	100
Диаметр колонки (внутренний), мм	0,25
Детектор	FID
Объемный расход газа-носителя, см ³ /мин	35



Наименование колонки	TR-1
Объемный расход водорода, см ³ /мин	35
Объемный расход воздуха, см ³ /мин	350
Начальная температура колонки, °С	40
Скорость нагрева термостата колонки, °С /мин	1
Конечная температура колонки, °С	110
Температура испарителя, °С	250
Температура детектора, °С	250
Объем вводимой пробы, мкл	0,1–1,0

Молекулярные исследования состава флюидов позволяют более углубленно, детально и объективно производить корреляцию разных продуктивных отложений. Такая углубленность и объективность заключается в том, что интерпретация исследований углеводородного состава флюидов на молекулярном уровне позволяет дать не только оценку различия или сходства, но часто раскрывает причины этих явлений.

Переходя ко второму этапу мониторинга, необходимо отметить, что в зависимости от сложности и важности сравнения флюидов в многопластовой залежи некоторые методы исследования как физико-химические, так и молекулярные могут быть исключены из перечня необходимых, так как дифференциация может быть достаточно очевидной и не потребует дополнительного изучения.

После проведения гидравлического разрыва пластов, в результате которого могло произойти распространение трещин в верхние или нижние высокопроницаемые зоны, что привело бы к смешиванию флюидов и усреднению или преобладанию некоторых как физико-химических, так и молекулярных параметров, начиная от плотности или вязкости, заканчивая соотношениями индивидуальных углеводородов. Поэтому вторым этапом являются комплексные физико-химические и молекулярные исследования флюидов после проведения ГРП.

На третьем заключительном этапе сравниваются физико-химические и молекулярные параметры флюидов до и после проведения ГРП. Такое сравнение удобно представлять в виде звездных диаграмм, которые в отличие от табличных данных наглядно демонстрируют различия или сходства исследуемых флюидов.

На рисунках 3–6 изображены звездные диаграммы отношений индивидуальных углеводородов в бензиновых фракциях состава C₅-C₁₀ пластов А, Б и В. Углеводородные флюиды рассмотренных пластов отличаются друг от друга. Эти отличия демонстрируются разными конфигурациями звездных диаграмм. Красным цветом показан высокопроницаемый пласт



А, зеленым отмечен низкопроницаемый пласт Б, синим — высокопроницаемый пласт В.

На рисунке 3 представлена звездная диаграмма отношений индивидуальных углеводородов в бензиновых фракциях пластов А, Б и В до проведения ГРП низкопроницаемого пласта Б. На рисунках 4–6 показаны звездные диаграммы отношений индивидуальных углеводородов в бензиновых фракциях пластов А, Б и В после проведения ГРП низкопроницаемого пласта Б, в которых моделировались различные варианты распространения трещин и прорыв их в высокодренируемые зоны пластов А или В.

Предположим, что проведение гидравлического разрыва низкопроницаемого пласта Б привело к неограниченному распространению трещины в верхней высокопроницаемый пласт А или нижний пласт В, тогда, в результате этого, возможно, происходит смешение флюидов двух ранее не связанных пластов, в первом случае — А и Б, во втором — Б и В. Получаемый при дальнейших селективных испытаниях или селективной разработке пластов углеводородный флюид поступает не только из гидравлически разорванного пласта Б, но и из высокодренируемых зон пластов А или В по разрывным трещинам ГРП, а разница в фильтрационно-емкостных свойствах вызывает преобладание молекулярных параметров высокодренируемых пластов А или В над молекулярными параметрами низкопроницаемого пласта Б (рис. 4 и 5).

Ближние значения углеводородных отношений в бензиновых фракциях пласта Б до и после проведения ГРП, свидетельствует об отсутствии признаков углеводородных флюидов высокопроницаемых пластов А и В. В свою очередь, отсутствие признаков углеводородов пласта А и/или В во флюиде пласта Б после проведения ГРП свидетельствует о не распространении трещины в высокодренируемые зоны верхнего (А) и/или нижнего (В) пласта (рис. 6).

Таким образом, в работе в общем виде рассмотрены этапы мониторинга распространения разрывных трещин ГРП методом молекулярного анализа бензиновых фракций углеводородных флюидов.

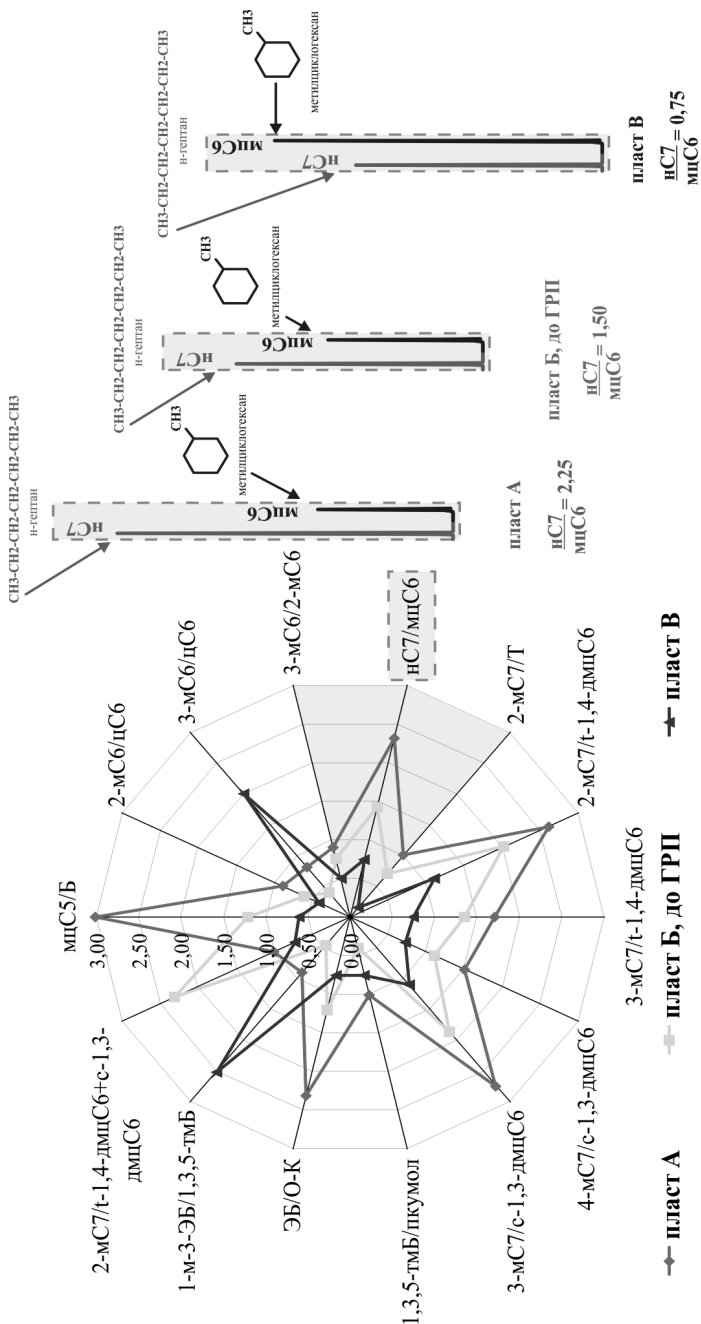


Рис. 3. Звездная диаграмма отношений индивидуальных углеводородов в бензиновых фракциях (молекулярная характеристика УВ флюидов до проведения ГРТ)

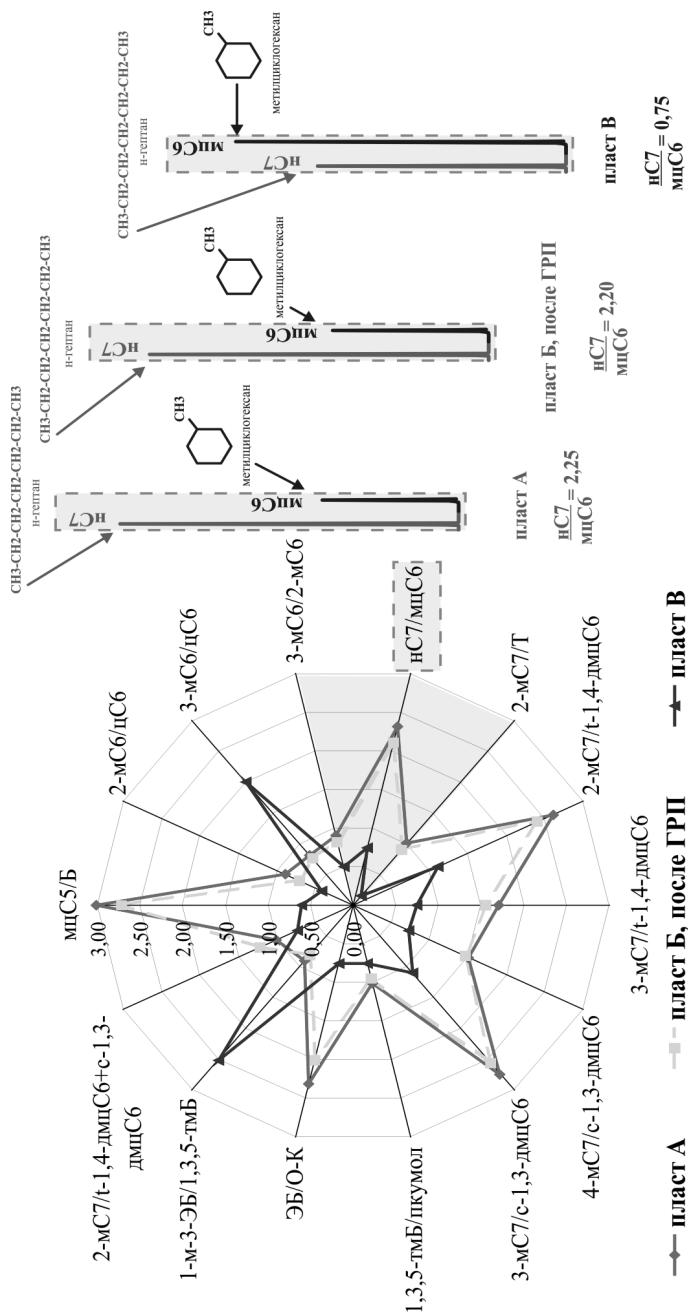


Рис. 4. Звездная диаграмма отношений индивидуальных углеводородов в бензиновых фракциях (после проведения ГРП, дренирование углеводородного флюида из пласта А в пласт Б)

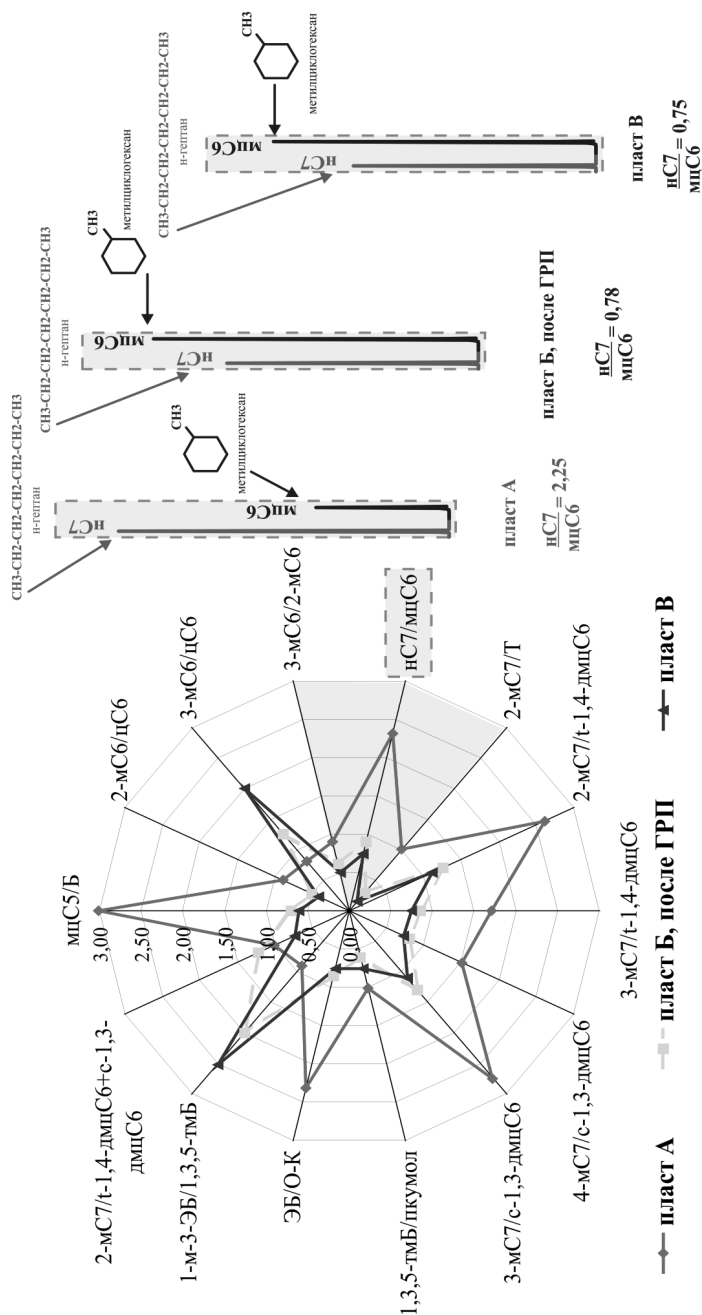


Рис. 5. Звездная диаграмма отношений индивидуальных углеводородов в бензиновых фракциях (после проведения ГРП, дренирование углеводородного флюида из пласта В в пласт Б)

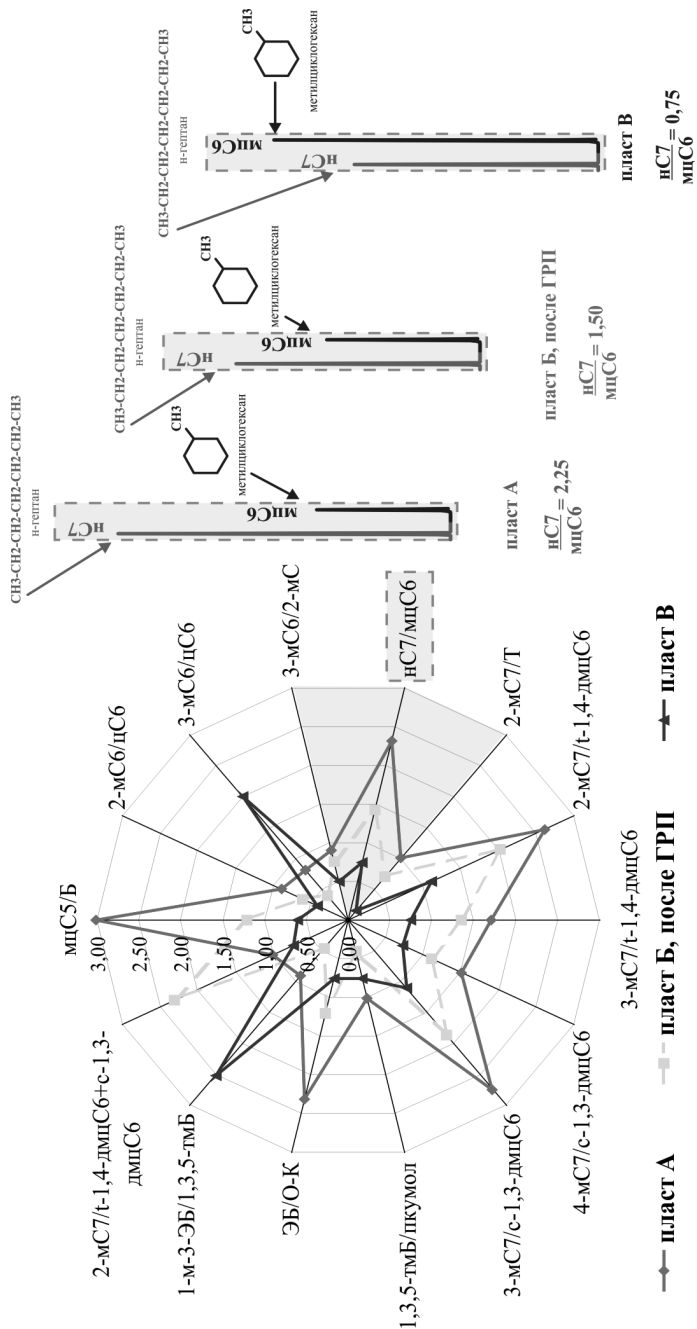


Рис. 6. Звездная диаграмма отношений индивидуальных углеводородов в бензиновых фракциях (после проведения ГРП изолированность пластов сохранилась)



Рациональное использование попутного нефтяного газа на объектах ООО «Лукойл — Западная Сибирь» с применением мембранных установок

А. С. Ефимов

ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь»

Попутный нефтяной газ — ценнейшее химическое сырье и высокоэффективное органическое топливо.

В 2009 году Правительством РФ установлено целевой показателем сжигания ПНГ на 2012 год и последующие годы в размере не более 5 % от объема добытого газа. Уровень использования попутного нефтяного газа, таким образом, должен быть не менее 95 %.

В связи с этим в ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» разработана программа по энергосбережению и обеспечению объектов собственной электроэнергией. Для этого на месторождениях Общества строятся газотурбинные электростанции.

ГТЭС на месторождениях являются крупнейшими потребителями попутного нефтяного газа, соответственно, при вводе этих объектов в эксплуатацию, мы не дополучаем достаточно большого объема ПНГ на ГПЗ.

В настоящее время благодаря двум действующим газотурбинным станциям предприятие не дополучает в переработку 197,6 млн м³ ПНГ в год. В конце 2012 года будет пущена в работу ГТЭС на Покачевском месторождении с потреблением ПНГ в объеме 84,2 млн м³/год.

В перспективе планируются к вводу дополнительные мощности, а именно:

- ГТУ-ГЭЦ для г. Когалыма мощностью 112,5 МВт;
- ГТУ-ГЭЦ для г. Покачи мощностью 24 МВт;
- ГТЭС на Повховском месторождении мощностью 48 МВт.

На всех ГТЭС предполагается использовать в качестве топлива ПНГ.

В результате уменьшается выработка ценнейшего продукта — широкой фракции легких углеводородов.

В то же время, сухой отбензиненный газ сдается в газотранспортную систему ОАО «ГАЗПРОМ» по цене ниже себестоимости, то есть является убыточным продуктом.

Для решения этой проблемы предлагается использовать для подготовки попутного нефтяного газа мембранные газоразделительные установки. Принцип работы мембранных установок заключается в различной скорости проникновения компонентов газа через разделяющий слой мембраны. Тяжелые углеводороды достаточно быстро проникают через выбранную мембрану, легкие углеводороды значительно медленнее. Поэтому, поступая в мембранный блок, исходный газ будет делиться на два потока: первый — обогащен легкими углеводородами, преимущественно метаном, второй — тяжелыми.

Поток, обогащенный легкими углеводородами, будет использоваться в качестве топлива на ГТЭС, второй поток будет возвращен обратно в газопровод с целью дальнейшей переработки. Схематично принцип работы мембранного модуля представлен на рис. 1.

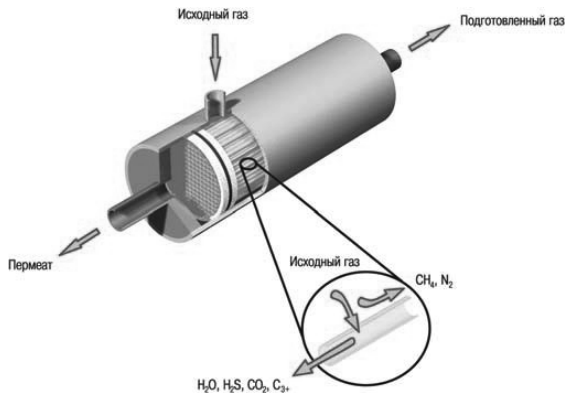


Рис. 1. Принцип работы мембранного газоразделительного модуля

В результате использования таких мембранных газоразделительных установок на действующих ГТЭС (с учетом ГТЭС на Покачевском м/р) можно будет улавливать и возвращать обратно в газопровод с целью дальнейшей переработки около 60% сжигаемой тяжелой фракции углеводородов. При этом предприятие получит существенную прибыль за счет выработки дополнительного объема ШФЛУ.

Дополнительная выработка ШФЛУ на Локосовском газоперерабатывающем заводе составит 59,6 тыс. тонн в год. Это позволит обеспечить загрузкой не только собственные мощности, но и другие компании, такие как ООО «ЛУКОЙЛ-ТРАНС», нефтеперерабатывающие заводы ООО «СТАВРОЛЕН», ООО «ПЕРМНЕФТЕОРГСИНТЕЗ».

Для реализации проекта будут требоваться достаточно серьезные капитальные вложения. Для оборудования трех действующих ГТЭС мембранными газоразделительными установками, потребуется 400 млн рублей.

Дополнительный доход за счет выработки дополнительного количества ШФЛУ в 2013 году составит 381,6 млн рублей, а с 2016 года в связи с реконструкцией Локосовского ГПЗ и повышением степени извлечения целевых компонентов доход составит 429,24 млн рублей в год.

Эксплуатационные затраты составят 36,5 млн рублей.

На основании проделанного анализа экономических показателей, можно выделить основные результаты исследования:

- чистый дисконтированный доход NPV за расчетный период составит 30,067 млн долларов (1050 млн рублей);
- дисконтированный срок окупаемости проекта составит 3,5 года.

Основные выводы:

1. Предприятие получит дополнительную выручку от реализации ШФЛУ.
2. Повышается надежность работы турбин газотурбинных станций с переводом их на очищенное и подготовленное топливо.
3. Частично решится проблема с реализацией сухого отбензиненного газа с учетом того, что в настоящее время она является убыточной.
4. В результате перехода на более легкое топливо будут снижены выбросы загрязняющих веществ в окружающую среду.



Оптимизация природоохранной деятельности ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»

С. В. Заседателев

ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»

На технологических установках ЗАО «РНПК» в процессе очистки нефтяных дистиллятов вырабатывается балансовое количество сероводорода. Для утилизации сероводорода в схеме завода предусмотрена установка по производству серной кислоты методом мокрого катализа.

Установка по производству серной кислоты является одной из основных в обеспечении высокого уровня природоохранной деятельности ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания», так как основной задачей этой установки является переработка вторичных продуктов гидрогенизирующих процессов сероводорода.

В настоящее время на установке СКУ цеха № 2 существует проблема низкой загрузки котлов утилизаторов (40% от проектной мощности) вследствие низкой производительности системы циркуляции серной кислоты, из-за высокой температуры в циркуляционном контуре (близкой к критической) и большого процента открытия клапана отгрузки серной кислоты в резервуарный парк (открытие до 98%). Это не позволяет загрузить установку по производству серной кислоты до проектных мощностей.

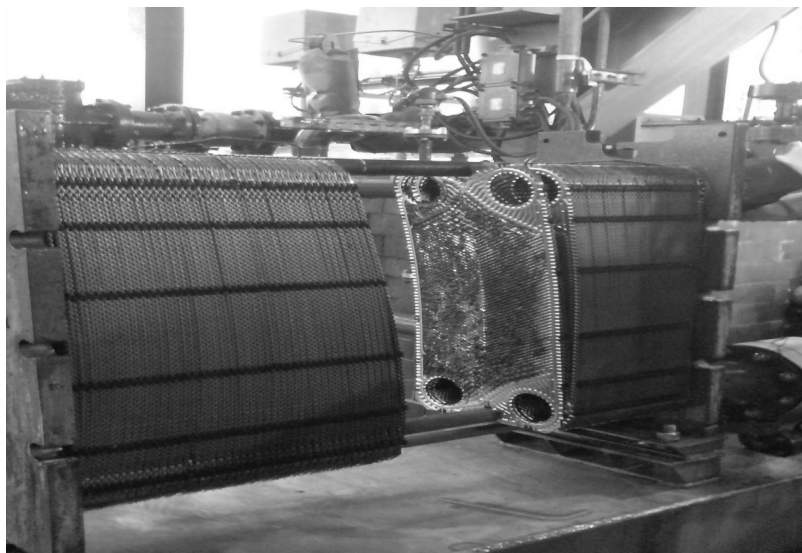
Цель проекта: Снижение объема сероводорода, не потребляемого мощностями предприятия, за счет повышения производительности установки по производству серной кислоты.

Пути решения проблемы: внесение конструктивных изменений в схему системы циркуляции серной кислоты путем монтажа дополнительного последовательно расположенного холодильника и замена клапана.

Реализация проекта позволит:

- удовлетворить потребность предприятия в утилизации сероводорода;
- существенно сократить негативное воздействие на окружающую среду от производственной деятельности предприятия;
- сократить количество аварийных остановок установки;
- снизить риски получения производственных травм технологическим персоналом;
- повысить производительность установки СКУ по выработки пара;
- снизить материальные затраты на проведение ремонта оборудования.

На фотографии наглядно продемонстрирована одна из причин снижения производительности системы циркуляции серной кислоты. Плохое качество охлаждающей воды приводит к загрязнению водной части холодильника и, как следствие, повышение температуры в контуре и снижение загрузки установки по сероводороду.



Фотография холодильника

В 2012 году установка СКУ после капитального ремонта вышла на проектную мощность (3600 $\text{нм}^3/\text{ч}$) по объему перерабатываемого сероводорода, после двух месяцев работы температура в системе циркуляции серной кислоты возросла, и загрузка была снижена до 2800 $\text{нм}^3/\text{ч}$.

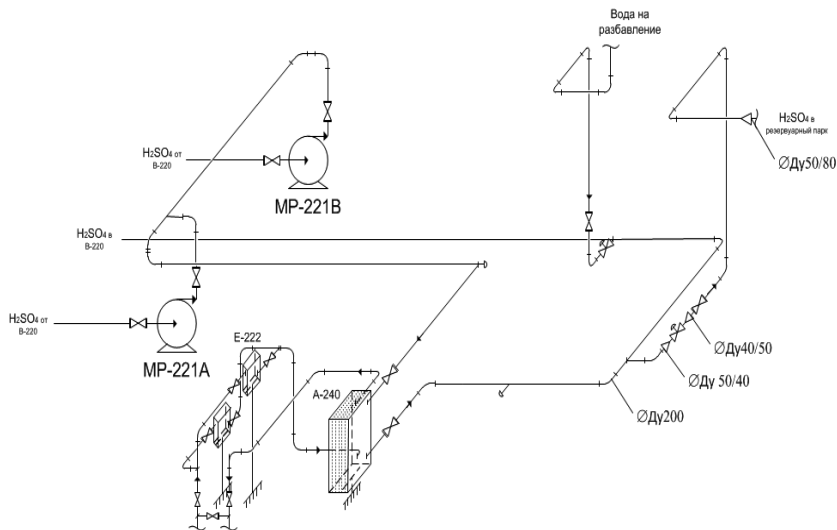


Схема системы циркуляции серной кислоты до изменений

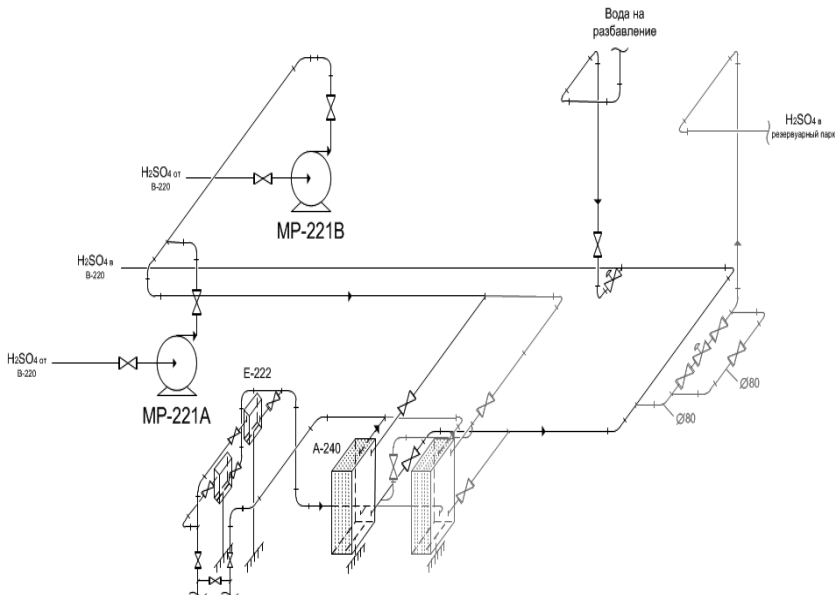


Схема системы циркуляции серной кислоты после изменений

Применяя данную схему, не только снижается температура в контуре и увеличивается проходимость клапана, но и гибкая и более эффективная схема позволит, не останавливая установку, ревизировать один из холодильников. А случаи выхода из строя холодильника были.

Технологические показатели до и после модернизации

Фактические данные	Расчетные параметры		Параметры после модернизации
	40%	50%	
Объем сжигаемого сероводорода (нм ³ /ч)			
650	800	1600	900
Температура газа в топке котла (С°)			
1767	1767	1767	1767
Паропроизводительность (т/ч)			
4,1	5,25	9,4	5,88
Температура перегретого пара (С°)			
300	300	300	300
Давление пара (кгс/см ²)			
39	39	39	39



В данном проекте не ставилась цель большого экономического эффекта, он направлен на улучшение экологических аспектов предприятия и повышение имиджа компании. В этом проекте хороший экономический эффект получился как следствие.

Статья затрат	Периодичность проведения работ	Затраты на выполнение работ и материалы, руб/год
Реализация проекта		5 000 000
Аварийный останов	1 раз в год	6 000 000
Выработка пара		25 000 000
итого		31 000 000
Экономический эффект		26 000 000
Срок окупаемости проекта (DPP)		0.19 года

Из таблицы следует, что на один аварийный останов и ревизию холодильника компания затрачивает больший денежный ресурс, чем требуется на закупку и монтаж нового холодильника.

Проект будет реализован в капитальный ремонт на установке по производству серной кислоты цеха № 2 ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания».

Новое технологическое решение для повышения эффективности добычи нефти по боковым стволам

М. Г. Зипир

ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Большинство эксплуатируемых нефтяных скважин не могут обеспечить оптимальную выработку всех участков пласта. Для повышения эффективности отбора флюидов с каждым годом все чаще используется строительство БС.

Часто уровень резки окна БС оказывается незначительно ниже среднего рабочего динамического уровня по скважинам эксплуатационного объекта, в связи с чем, эксплуатация БС часто малоэффективна или невозможна без размещения в них специального оборудования.

Технологии, рассмотренные в данной научно-технической разработке, позволят обеспечить получение дополнительных объемов добычи нефти и более эффективно использовать ресурсы нефтяных месторождений ТПП «Ямалнефтегаз» и ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в целом.

С начала разработки по Пуровской группе месторождений пробурено 8 скважин с боковыми стволами. Дополнительная добыча от мероприятий на первое января 2012 года составила 42081 тонну нефти. На 2012 год запланировано проведение 11 мероприятий по бурению БС, из них 7 скважин наклоннонаправленных и 4 с горизонтальным окон-



чанием. Расчетный прирост добычи составит: по жидкости –342 м³/сут, по нефти — 163 т/сут.

В рамках поддержания планового уровня добычи нефти рассмотрены скважины-кандидаты по ТПП «Ямалнефтегаз», имеющие потенциал работы с большей продуктивностью.

Скважина № 465Н/35 пробурена боковым стволом на пласт 1БП-11 в июне 2010 года. Параметры работы скважины:

- за 2010 год по жидкости 22т/сут., по нефти 18т/сут.,
- за 2011 год по жидкости 15т/сут., по нефти 11т/сут.

Текущие: 13м³/сут. жидкости, 8т/сут нефти, 25 % обводненность, Ндин — 1650 м. (ГИС), Нсп. насоса — 1907 м.

Система ППД на данном участке не сформированна, для поддержания пластового давления в 2014 году планируется бурение двух нагнетательных скважин с кустовой площадки № 35. Снижение дебита обусловлено падением пластового давления в зоне отбора и глубиной спуска ГНО (глубина вырезки окна 1950 м.).

Скважина 806Р запланирована бурением на пласт 1БП-11 с приростом 12 т/сут. С учетом оценки всех критериев, а также расположения муфт технической и эксплуатационной колонны предлагается к вырезке «окна» интервал 1943 метра. Следовательно, максимальная глубина спуска ЭЦН составит 1850 м (перекрытие «окна» хвостовиком 70 м.). Средняя глубина установки ЭЦН по окружению — 2225 м. Средний динамический уровень по окружению — 1800 м. Для обеспечения запланированных норм отбора необходимо внедрение специального оборудования.

В работе скважины № 806Н планируется фонтанный способ эксплуатации на первоначальном этапе. В случае прекращения фонтанирования и дальнейшего перевода скважины на механическую добычу, эксплуатация в постоянном режиме будет невозможна из-за снижения динамического уровня до приёма насоса, а так как скважина одиночная, существуют риски возникновения осложнений, связанных с нефтесборным коллектором в зимний период.

Проблема добычи нефти из скважин с малыми диаметрами ЭК в последние годы приобрела особое значение и, в дальнейшем, по мере увеличения объемов работ по бурению БС станет еще более актуальной.

В работе рассмотрены три наиболее эффективные технологии эксплуатации скважин с боковыми стволами.

УЭЦН с подпорной секцией и хвостовиком

При эксплуатации скважины насосом с подпорной секцией весь флюид поступает по хвостовику на прием в дополнительную (подпорную) секцию насоса, затем выбрасывается через выходной модуль в основной ствол скважины на прием основного насоса. Нужно отметить, что такая система работает лишь при наличии уплотнительного элемента пакера или разобшителя. Если не использовать уплотнение, то давление, которое создает подпорная секция насоса, согласно закону Паскаля, приведет к образованию обратной волны повышенного давления, что в свою очередь значительно снизит депрессию на пласт и, следовательно, дебит скважины. Следует обратить внимание и на необходимость применения



в данной схеме конической системы подачи насоса: у нижней (дополнительной) секции насоса подача должна быть больше, чем у основного насоса. В противном случае система работать не будет.

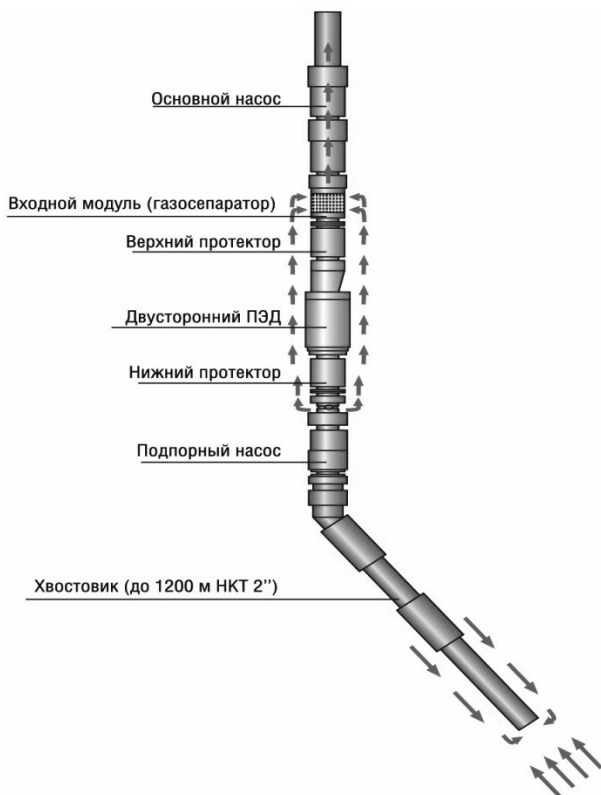


Рис. 1. УЭЦН с подпорной секцией и хвостовиком

Кроме того, при эксплуатации данной установки может возникать проблема со свободным газом. Газ начинает поступать в насос, где давление относительно небольшое. В результате этого в скважине скапливается 30–35% свободного газа, что при геологических условиях Ямальских месторождений, а именно, высокого газового фактора и наличия прорывного газа из газовых шапок не приемлемо.

При этом верхняя секция испытывает негативное влияние вихревого (турбулентного) потока от нижней секции, что в свою очередь снижает КПД установки. Данная технология при испытании в ТНК, показала низкую энергоэффективность. Существуют риски по аварийности при срыве пакерующего устройства при ТРС, возможности присыпания пакера, а также сложности с отводом свободного газа из подпакерного пространства.



УЭЦН габарита 2А в колоннах диаметром 102 мм

Опыт эксплуатации малогабаритных УЭЦН на скважинах ТНК-ВР и «Газпромнефти» свидетельствует о высокой эффективности и надежности этого оборудования. Наибольшую эффективность малогабаритные установки показывают при эксплуатации в боковых стволах, где можно добыть больше жидкости за счет увеличения депрессии, так как установка находится не над хвостовиком, а непосредственно спущена в хвостовик (боковой ствол). В этом случае для обеспечения входа в боковой ствол

УЭЦН комплектуется центратором, который устанавливается под блок ТМС двигателя, а для защиты кабельного удлинителя при СПО по всей длине бокового ствола на НКТ устанавливаются специальные протекторы.

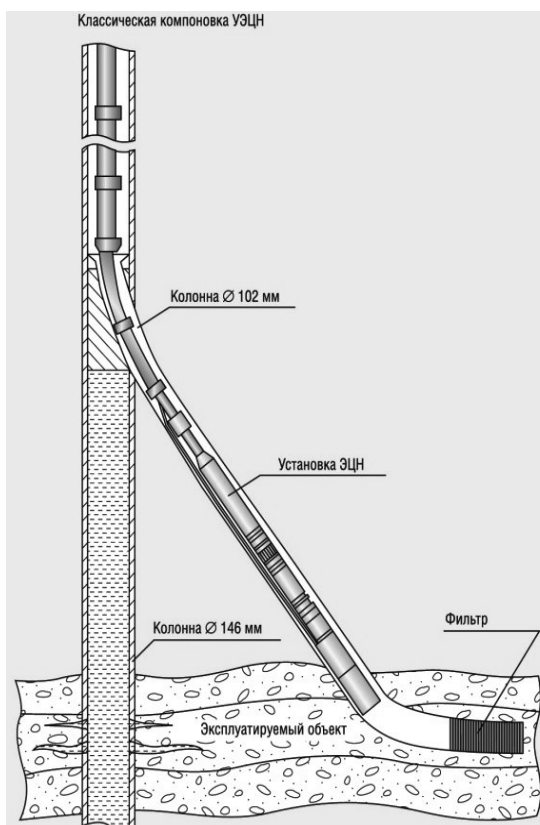


Рис. 2. Схема УЭЦН 2А габарита в БС

Необходимо отметить, что на сегодняшний день сервисные компании по ТНКРС не готовы проводить аварийные работы в БС малого диаметра (отсутствуют технологии, опыт работы и инструмент). Необходим специ-



альный инструмент, учитывая особенности проводки БС, невозможность работы с использованием роторной компоновки.

Таким образом, учитывая возможность получения аварий с ГНО в БС при отсутствии технологий по их ликвидации, существуют риски потери БС.

В ТПП «Ямалнефтегаз» с августа 2011 года эксплуатируется УЭЦН 3 габарита на скв. № 357 Присклонового месторождения, при бурении которой была нарушена целостность э/к на глубине 336м, колонна перекрытия $\Phi 114$ мм установлена в интервале 0–599м.

Параметры работы до внедрения 3 габарита: дебит $12\text{ м}^3/9\text{ тн}/2\%$; N_d $512\text{ м}/15\text{ атм}$; L - 2,5м, n -5; $H_{нО}$ 867сут.

Параметры работы на 16.03.2012; дебит $32\text{ м}^3/26\text{ тн}/1,3\%$; N_d / $R_{затр}$ -1460/25 атм. (ТМС-Рпр-87атм).

УЭЦН с ПЭД в герметичном кожухе с хвостовиком

Для работы в БС применяется оборудование, расположенное в основном стволе и оснащенное ПЭД в герметичном кожухе с хвостовиком (НКТ 2") в БС.

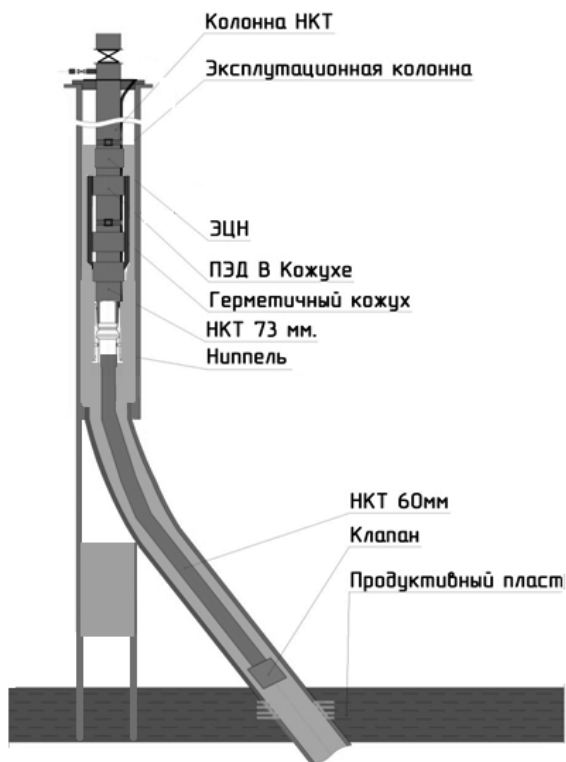


Рис. 3. УЭЦН с ПЭД в кожухе с хвостовиком



В случае применения этой схемы, оборудование в основном стволе устанавливается до отвода БС, двигатель оснащается герметичным кожухом, забор пластовой жидкости осуществляется через хвостовик (НКТ 2), закрепленный к нижней части кожуха по резьбовому соединению. Крепление кожуха к проточке в ГС (ГДН), таким образом «всас» происходит из внутренней полости кожуха с последующим выбросом свободного газа в затрубное пространство.

Преимущества данной технологии:

- низкая стоимость дополнительного оборудования;
- улучшение охлаждения за счет увеличения скорости пластовой жидкости вдоль корпуса электродвигателя;
- меньшая вероятность получения аварийной ситуации за счет расположения оборудования в основном стволе скважины;
- не требуются дополнительные условия (допуски) при проводке БС.

Расчет экономической эффективности выполнен в актуальной модели паспорта инвестиционного проекта в действующих единых сценарных условиях в трех вариантах

Таблица 1

Результаты расчета экономической эффективности

	Вариант № 1 806Н (2А габарит)	Вариант № 2 806Н (ПЭД в кожухе)	Вариант № 3 465Н (ПЭД в кожухе)
NPV, млн руб.	45,467	50,778	19,007
Инвестиционные расходы с учетом инфляции, млн руб.	10,978	1,479	0,855
Период окупаемости	Менее года	Менее года	Менее года

Наиболее экономически эффективным является вариант № 2, который предусматривает дополнительную добычу нефти по скважине 806Н с учетом внедрения УЭЦН с ПЭД в герметичном кожухе с хвостовиком, NPV за период с 2013 по 2026 год составит 50,778 млн.руб. Инвестиционные расходы с учетом инфляции на реализацию проекта составят 1,479 млн.руб. Вложения окупаются менее, чем за один год.

Применение данной технологии позволит более рационально эксплуатировать скважины с боковыми стволами. С понижением рабочего динамического уровня будет создана необходимая депрессия на пласт для получения ожидаемого дебита.

Насос с ПЭД будет расположен непосредственно в основной колонне, что существенно снижает риск получения аварийной ситуации, а, следовательно, снижаются риски нанесения вреда окружающей среде при проведении КРС.

Тема настоящей работы актуальна, предложенные в работе технические решения, впоследствии могут находить применение на других месторождениях, принадлежащих ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь».



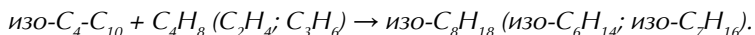
Отработка технологии производства носителя для катализатора алкилирования на основе цеолита NaY

Е. Б. Иванова

ОАО «Ангарский завод катализаторов и органического синтеза»

Самыми качественными компонентами моторных топлив традиционно являются алканы изостроения, которые, как известно, являются наиболее экологически чистыми и обладают лучшими эксплуатационными свойствами. Алкилат был назван в США «жидким золотом» для производства реформулированных бензинов, так как он является высокооктановым компонентом компаундирования, имеет низкую чувствительность октанового числа по исследовательскому и моторному методам, не содержит олефинов, ароматических углеводородов и бензола, имеет низкое содержание серы.

Одним из приоритетных направлений, ориентирующимся на получение изоалканового компонента бензина — углеводородов изо- C_5 - C_8 являются каталитические процессы алкилирования изобутана олефинами:



До настоящего времени в промышленном процессе алкилирования изобутана олефинами применяются концентрированные серная и фтористоводородная кислоты (*жидко-кислотное алкилирование*). Работа с такими кислотами сопряжена с необходимостью создания на производствах особых условий и жесткого экологического контроля. Эти требования ограничивают развитие кислотно-катализируемых гомогенных процессов алкилирования. В то время как, оба процесса не соответствуют экологическим требованиям, но из-за отсутствия альтернативы они используются в промышленности. Таким образом, исследования многих ведущих научных центров мира направлены на создание процессов алкилирования с применением *гетерогенных катализаторов*.

В данный момент, наиболее перспективным катализатором в этой области являются цеолиты типа фожазита (цеолит типа Y) в катионообменной форме модифицированного РЗЭ. Использование *ионного обмена* позволяет достичь высокой производительности и существенно упростить технологию производства.

На базе Института нефтехимического синтеза (ИНХС) им. А. В. Топчиева (г. Москва) разработан процесс «АЛКИЛРАН», который заключается в алкилировании изобутана олефинами на цеолитных катализаторах. *Основа такого катализатора — цеолит Y, модифицированный кальцием и лантаном.*

Настоящая работа выполнена в рамках государственного контракта (ГК № 7/2011-ГК2/110КТ-11), заключенного между ОАО «Ангарский завод катализаторов и органического синтеза» («АЗК и ОС») и Институтом нефтехимического синтеза.

Целью данной работы явилась адаптация технологии производства носителя для катализатора алкилирования на основе цеолита NaY применительно к оборудованию «Ангарского завода катализаторов и органического синтеза».



Для достижения поставленной цели, были решены следующие **задачи**:

- Проведение сравнительных ионных обменов на цеолите структурного типа Y при температурах 80, 140 и 160°C в лабораторных условиях для выявления возможности ионных обменов на оборудовании, имеющимся на ОАО «АЗК и ОС».
- Проведение опытно — промышленных ионных обменов цеолитов NaY.
- Подбор условий для приготовления носителя гетерогенного катализатора алкилирования.
- Приготовление носителей на основе цеолитов после проведения ионных обменов в промышленных условиях.

В своей работе мы опирались на прописи, выданную ИНХС им. Топчиева — «*Приготовление опытно-промышленной партии гетерогенного катализатора алкилирования изобутана олефинами*».

Носитель для гетерогенного катализатора алкилирования — цеолит Y, модифицированный катионами Ca^{2+} , La^{3+} . Лантан азотнокислый в настоящее время является дорогостоящим реагентом (примерно 3300000 руб/т), и поэтому основной целью проведения испытаний была не только отработка технологии проведения ионных обменов, но и максимальное снижение концентрации $\text{La}(\text{NO}_3)_3$ в ионообменном растворе, при которой конечный ионообменный цеолит сохранил бы свойства, пригодные для приготовления носителя для гетерогенного катализатора алкилирования.

Самой продолжительной и основополагающей стадией производства носителя являлась стадия ионных обменов катионов Na^+ в цеолите NaY на катионы Ca^{2+} , La^{3+} , NH_4^+ . Согласно прописи, ионные обмены на цеолите NaY состояли из пяти стадий:

№	Условия проведения ионных обменов			
	Модификатор	Температура, °С	Время, ч	Концентрация модификатора, г/дм ³
1	Нитрат кальция	160	6	50
2	Нитрат лантана	160	6	50
3	Нитрат лантана	160	6	50
4	Нитрат лантана и нитрат аммония	160	6	50/50
5	Нитрат аммония	35	6	50

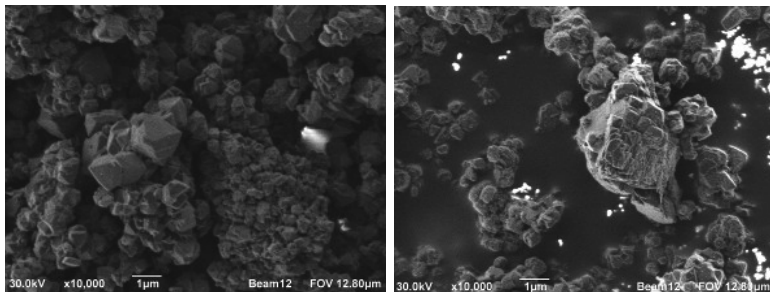
Примечание: в исходном цеолите NaY содержание Na_2O — 14,7%.

Массовая доля La_2O_3 в цеолите изменялась от 4,4% до 13,1%, при этом наибольший процент содержания La_2O_3 в цеолите наблюдается после третьего ионного обмена, однако содержание La_2O_3 в цеолите уменьшается после промывки с нитратом аммония, то есть в данном случае идет целенаправленное вымывание оксида лантана, не закрепившегося в катионообменных позициях цеолита Y.

Образцы исходного цеолита и цеолитов в ионообменной форме были исследованы методами рентгенофазового, рентгеноструктурного,



рентгенофлуоресцентного анализа и сканирующей электронной микроскопии. Было показано, что в цеолитах после ионных обменов при 160 °С снижается содержание кристаллической фазы, образуются участки с частичной аморфизацией и агломерацией, а также при данных условиях ионных обменов, содержание поверхностного лантана достаточно велико и составляет порядка 4 %, при общем содержании лантана до 13,1 %.



а)

б)

Электронно-микроскопические снимки образца цеолита NaY:
исходного (а) и после последнего ионного обмена (б)

Таким образом, были выявлены недостатки существующей технологии это:

- **высокие концентрации лантана в растворе**, которые приводят к высокому содержанию лантана в некатийных позициях цеолита, в итоге возникают неоправданные затраты по сырью;
- и **высокие температуры ионных обменов**, которые приводят к уменьшению содержания кристаллической фазы цеолита, образованию аморфизации и агломерации и, как следствие, к ухудшению свойств цеолита.

Основываясь на промежуточных результатах, возникла задача — ввести лантан в катионные позиции цеолита и закрепить его в оптимальном количестве в условиях, которые не будут отрицательно влиять на свойства цеолита.

Было изучено влияние температур 80, 140 и 160 °С на содержание кристаллической фазы цеолита и на содержание лантана в цеолите. Было показано, что:

- более высокие температуры в большей мере способствуют закреплению лантана на цеолите;
- при данных условиях ионных обменов содержание Na_2O в цеолите по-прежнему велико, при требовании не более 0,8 %, оно составляет 2,0 %.

В результате проведенных исследований было показано, что 140 °С это — *оптимальная температура*, а также, что необходимо увеличить количество ионных обменов с $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$, одновременно уменьшив его концентрацию в ионообменном растворе с 50 г/дм³ до 25 г/дм³ с целью более интенсивного вымывания натрия из цеолита.



Для проверки возможности снижения концентрации нитрата лантана в ионообменном растворе было проведено 4 промышленных опыта, в которых температура ионных обменов составляла 140°C, время — 6 часов, концентрацию $\text{La}(\text{NO}_3)_3$ варьировали от 50 до 7 г/дм³.

Таким образом, ионные обмены цеолита NaY проводились в шесть стадий:

№	Условия проведения ионных обменов			
	Модификатор	Температура, °С	Время, ч	Концентрация модификатора, г/дм ³
1	Нитрат кальция	140	6	25
2	Нитрат кальция	140	6	25
3	Нитрат лантана	140	6	50–7
4	Нитрат лантана	140	6	50–7
5	Нитрат лантана и нитрат аммония	140	6	50–7/50
6	Нитрат аммония	35	6	50

После проведения всех ионных обменов с нитратом лантана пониженной концентрации общее содержание оксида лантана в цеолитах снизилось, снизилась также и массовая концентрация лантана в маточном растворе, оба этих фактора говорят об уменьшении доли поверхностного лантана в цеолите. Содержание оксида натрия в цеолите стало соответствовать норме — 0,47–0,60%.

Образцы цеолита, полученные после ионных обменов с нитратом лантана пониженной концентрации, испытаны в ИНХС. Результаты испытаний показали, что снижение концентрации нитрата лантана до 10 г/дм³ не имеет отрицательного влияния на каталитическую активность полученного цеолита в реакциях алкилирования.

Учитывая все внесенные в технологию изменения, была наработана опытно-промышленная партия цеолита Y в ионообменной форме.

Далее, была отработана технология приготовления носителя для катализатора алкилирования на основе полученного цеолита Y и наработана опытно-промышленная партия носителя в количестве 500 кг.

На основании полученного носителя проведена наработка опытно — промышленной партии гетерогенного катализатора алкилирования путём нанесения активного компонента (палладия) на носитель.

При расчете переменных затрат была рассмотрена стадия ионных обменов цеолита, так как она является базовой в производстве носителя катализатора. Удельные нормы расхода на производство одной тонны цеолита в ионообменной форме рассчитаны на основании первоначальной и уточненной технологии. Соответственно этим нормам были рассчитаны переменные затраты. Согласно сделанным расчетам, по первоначальной технологии на производство одной тонны цеолита в ионообменной форме потребуется примерно 3,5 млн руб., по уточненной — примерно



880 тыс. Снижение затрат на производство, в данном случае, обусловлено двумя факторами:

1. Снижение концентрации лантана в растворе с 50 г/дм^3 до 10 г/дм^3 .
2. Снижение температуры ионных обменов с 160 до 140°C .

Экономический эффект при проведении ионных обменов по уточненной прописи, по сравнению с прописью, изначально рекомендованной разработчиком, составляет $2\,629\,76$ руб. на 1 тонну цеолита Y в ионообменной форме.

В результате работы над проектом, было достигнуто следующее:

1. На оборудовании ОАО «АЗКиОС» отработана технология ионных обменов цеолита NaY, а именно:

- уточнены условия ионных обменов цеолита с азотнокислым кальцием;
- снижена температура ионных обменов с 160°C до 140°C ;
- снижена концентрация $\text{La}(\text{NO}_3)_3$ в ионообменных растворах с 50 до 10 г/дм^3 .

2. Снижена удельная норма расхода азотнокислого лантана с $0,99$ т/т до $0,20$ т/т.

3. Стоимость производства 1 тонны цеолита в ионообменной форме снижена в 4 раза.

4. На оборудовании ОАО «АЗКиОС» отработана технология производства носителя для гетерогенного катализатора алкилирования на основе цеолита Y в ионообменной форме (выработана опытно-промышленная партия носителя в количестве 500 кг, выработана опытно-промышленная партия катализатора алкилирования в количестве 500 кг).

5. Переход от устаревших коррозионно-активных, токсичных катализаторов процессов серноокислотного и фтористоводородного алкилирования на гетерогенный катализатор позволит нефтяным компаниям использовать экологически чистую технологию, снизить эксплуатационные затраты, повысить эффективность и безопасность работы установок алкилирования.

Малотоннажная установка по утилизации ресурсов малых месторождений природного газа

С. А. Казиев

ООО «Газпром трансгаз Махачкала»

Рациональное использование энергоресурсов и ресурсосбережение определены руководством страны как приоритетные направления модернизации российской экономики. На территории России расположено большое количество малых месторождений природного газа (запасы — 40 млрд куб. м.), сырье которых, в лучшем случае, консервируют или сжигают в связи с отсутствием или долгосрочной окупаемостью инвестиций в имеющиеся технологии.

Суть разработки заключается в создании нового эффективного производства технического углерода и водорода из малых ресурсов природного газа по новой экологически безопасной и более рентабельной технологии. Внедрение новой технологии обеспечит формирование механизма ресурсосбережения за счет решения экологических проблем



при утилизации природных газов малых непромышленных месторождений в товарные продукты, востребованные на отраслевых рынках высокотехнологических производств.

Технология предполагает обеспечить одновременное и массовое малотоннажное производство 90 кг/час технического углерода и 30 м³/час водорода за счет сырья малых месторождений природного газа, средний дебит которых составляет 3000ч5000 м³/сутки.

Технология представляет собой передвижную установку и состоит из следующих блоков: 1 — сбора и подготовки сырья; 2 — переработки сырья; 3 — выделения продуктов и подготовки к транспортировке.

В Блоке-1 осуществляется первичная очистка природного газа. Затем сырье поступает в Блок-2, где сырье разделяется и проводится закалка продуктов. После закали и дополнительного охлаждения смесь поступает в Блок-3, где происходит выделение технического углерода и его гранулирование и подача в бункер для расфасовки. Газовая водородная смесь, очищенная от сажи, обогащается в соответствующем цикле и поступает в емкость для хранения водорода. Упаковки технического углерода и водородные емкости транспортируются для сбыта на отраслевые и межотраслевые рынки.

Явные преимущества нового производства (низкая себестоимость продукции, экологическая безопасность, дешевый источник сырья, гибкость производства) дают возможность противопоставить конкурентам, снижение цен на продукцию (10–30%), позволяют применять кроме ценовой политики и экстенсивный путь дальнейшего развития и вхождения на рынок.

Приведем бизнес-модель производства при внедрении новой установки на одном месторождении. Финансово-экономические показатели рассчитаны на примере одного месторождения с учетом минимальной мощности установки при условии её доработки и апробации до запуска производства.

1. Необходимые инвестиции для запуска проекта

№ п/п	Статья расходов	Стоимостная оценка, руб.
1	Оформительские расходы	2000000
2	Строительные и строительно-монтажные расходы	6000000
3	Конструирование, изготовление и размещение установки	40000000
4	Дополнительное оборудование	2000000
ИТОГО:		50000000

2. Производственная программа

№ п/п	Статья расходов	Годовой объем производства	Стоимость единицы на рынке, руб.	Стоимость единицы по новой технологии, руб.	Стоимостная оценка, руб.
1	Технический углерод	821250 кг	70	50	41062500
2	Водород	273750 м ³	12	8	2190000
ИТОГО:					43252500



3. Себестоимость продукции

№ п/п	Элементы себестоимости	Количество	Стоимость единицы, руб.	Стоимостная оценка, руб.
1	Электроэнергия	3000000 кВт	1,05	3 150 000
2	Фонд оплаты труда	3 шт.ед. x 12 м.	20 000	750 000
3	Маркетинг	12 мес.	10 000	120 0000
4	Транспортные затраты	12 мес.	200 000	2 400 000
5	Комплекующие элементы	110000 шт.	100	11 000 000
6	Иные затраты	12 мес.	200 000	2 400 000
ИТОГО:				19 700 000

4. Основные показатели проекта

№ п/п	Наименование показателя проекта	Единица измерения	Фиксированные Данные
1	Необходимые инвестиции для запуска проекта	руб.	50 000 000
2	Общий доход проекта	руб./год	43 252 500
3	Налоговые отчисления	руб./год	2 595 150
4	Чистая прибыль проекта	руб./год	23 552 500
5	Срок реализации проекта	год	1
6	Срок окупаемости	год	2
7	Общая рентабельность проекта	%	119

Прямых зарубежных аналогов данной установки не имеется.

Конкурентные преимущества предложенной установки по сравнению с американской технологией «GTL»:

Зарубежные установки:	Новая установка:
Технология не может перерабатывать объемы природного газа на месторождения с дебитом менее 10000 м ³ /сутки	Технология может переработать объемы природного газа месторождения с дебитом менее 1000 м ³ /сутки до 3000 м ³ /сутки
Стоимость конечной продукции составляет: • 1 литр СПГ — 10–20 руб.	Стоимость конечной продукции составляет: • 1 кг технического углерода — 50–70 руб. • 1 литр водорода — 10–15 руб.
Энергетические затраты на производство 1 литра продукции — 1 кВт	Энергетические затраты на производство 1 литра (кг) продукции — 0,07 кВт

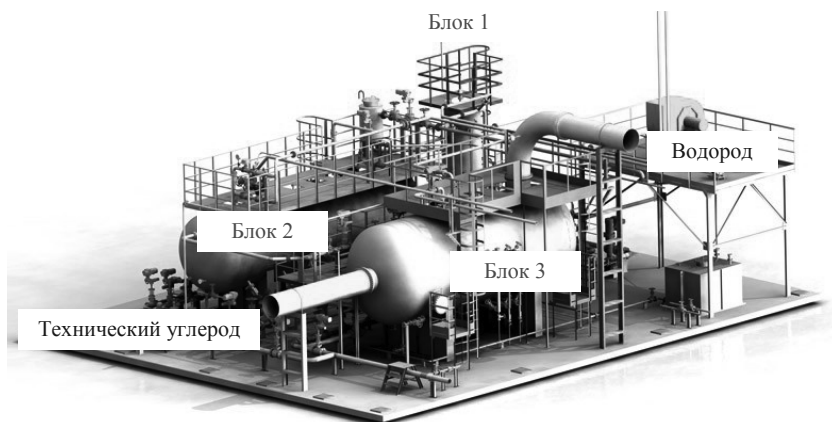
Область применения выпускаемой продукции:

- технический углерод — твердый гранулированный продукт высокой чистоты и дисперсности, используется в производстве источ-



ников тока, электротехнической, кабельной и лакокрасочной отраслях промышленности, в производстве композиционных материалов и синтезе алмазов;

- водород — самый востребованный продукт в химической и нефтехимической промышленности, он используется в синтезе многих химических материалов. В мире водород массово потребляют в качестве топлива для транспорта.



Оценка эффективности и перспективы применения на компрессорных станциях ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» аппаратов воздушного охлаждения масла серии АВО-06-10 с вентиляторами осевыми общего назначения с электронно-коммутируемым электродвигателем ВО-16-280-12,5М с точки зрения экономии топливно-энергетических ресурсов

А. А. Карелина

ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»

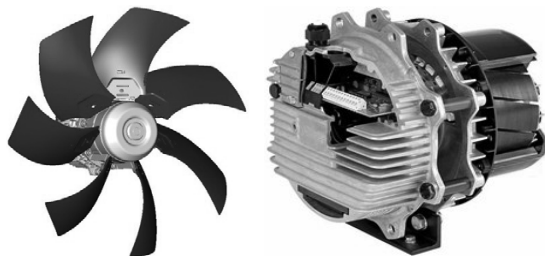
В связи со старением АВОМ (средний возраст 23 года) и ориентированием на энергосберегающие технологии было принято решение произвести замену штатных вентиляторов на ЕК-вентиляторы с более высоким КПД, порядка 90 %, низким потреблением энергии, высокой надежностью работы и практически полным отсутствием затрат на обслуживание.

Основные преимущества при использовании ЕС- вентиляторов:

- очень низкое энергопотребление системы;
- низкие затраты на обслуживание и эксплуатацию;
- отсутствие затрат на расходные материалы;



- высокая надежность работы;
- гибкость системы при проектировании и наладке;
- системы на основе вентиляторов с электронной коммутацией отличаются низким уровнем шума.



Начиная с 2011 года, произведена замена штатных вентиляторов АСО-125–700 на КС «Валдай», КС «Волхов» и КС «Пикалево».

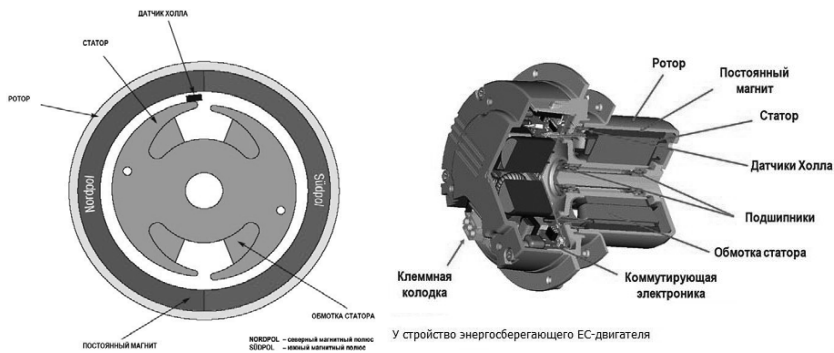
В работе рассматриваются преимущества и эффективность применения вентиляторов ВО-16–280–12,5М вместо штатных АСО-125–700 с точки зрения экономии энергетических ресурсов.

АВО масла

Одним из важнейших элементов ГПА является маслосистема, которая обеспечивает смазку, охлаждение, устойчивую работу агрегата в широком диапазоне режимных характеристик.

ЕК–вентиляторы — промышленные вентиляторы на базе электронно-коммутируемого двигателя постоянного тока со встроенной электроникой, питающегося напряжением от сети 380 Вольт.

На рисунке представлено устройство энергосберегающего ЕК–двигателя. ЕК–двигатель имеет внешний ротор, в котором располагаются сегменты с постоянными магнитами. Управление вращением ротора ЕК — двигателя осуществляется за счет контролируемой подачи электроэнергии на обмотку статора в зависимости от положения ротора, которое отслеживается при помощи датчика Холла, а также заданных параметров регулирования, поступающих от внешних датчиков соответствующего типа.



Устройство энергосберегающего ЕС-двигателя

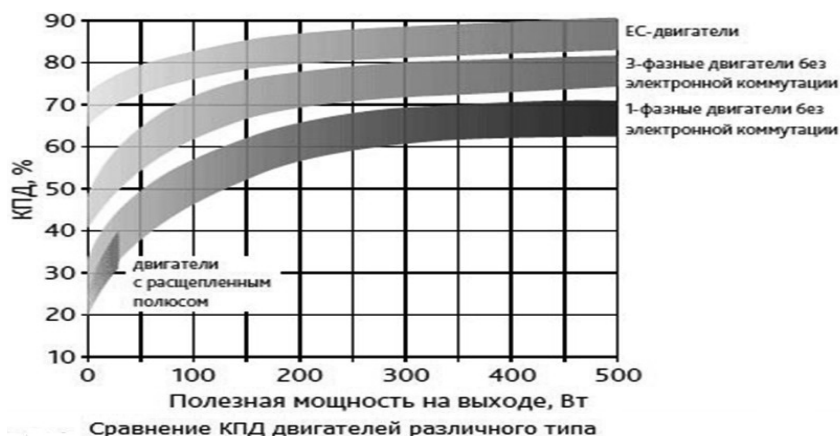


Принцип работы ЕК–двигателя: основан на том, что в поле, создаваемом встроенными в ротор постоянными магнитами, осуществляется управление вектором магнитного поля путем изменения направления тока в обмотке статора. В каждый момент времени контроллер вычисляет и подает на обмотку статора полярность тока, которая необходима для того, чтобы обеспечить непрерывное вращение ротора с заданной скоростью. (Вращается по часовой стрелке относительно наблюдающего).

В таблице проведено сравнение вентиляторов с ЕК– и АС–двигателями.

Признак сравнения	ЕС — вентиляторы	АС вентиляторы
Тепловые потери	нет	есть
Пусковой ток	пусковой ток <u>отсутствует</u> , так как электроника вентилятора «дозирует» его таким образом, что он плавно нарастает до своего максимума (номинального значения)	в 5–7 раз превышает максимальный рабочий ток
КПД	0,89–0,9	0,84–0,85
Назначенный ресурс	100 000 часов	25 000 часов
Наработка на отказ	25 000 часов	5 000 часов
Сервисное обслуживание	нет необходимости	необходимо

Ниже представлен график значения КПД в зависимости от типа двигателя.



Как мы можем видеть max значение КПД = 90% наблюдается у ЕК–двигателей.



**Опыт эксплуатации вентиляторов осевых с ЕК–электроприводом
КС «Валдай»**

Расчетный период	Ст.№ ГПА	Тип вентиляторов	Средняя температура наружного воздуха, °С	Среднее количество работающих вентиляторов, шт.	Потребляемая мощность, кВт	Экономия, кВт	Суммарная экономия, кВт
01.05. — 31.05.2012	4	ВО 16–280–12,5М	10,5	1	225	252,8	9844
	7	АСО-125/700		1	477,75		
01.06. — 30.06.2012	4	ВО 16–280–12,5М	15,6	1	16	347,1	
	7	АСО-125/700		1	363,09		
01.07. — 31.07.2012	4	ВО 16–280–12,5М	25	1	12	281	
	7	АСО-125/700		1	293,02		
01.08. — 31.08.2012	4	ВО 16–280–12,5М	17,3	1	84	3114	
	7	АСО-125/700		1	3197,7		
01.09. — 30.09.2012	4	ВО 16–280–12,5М	12,5	1	172	4414	
	7	АСО-125/700		1	4586,4		
01.10. — 31.10.2012	4	ВО 16–280–12,5М	8	1	68	1435	
	7	АСО-125/700		1	1503		



*В 2011 г. экономия электроэнергии составила **8148 кВт***

*Экономия электроэнергии в 2012 г. — **9844 кВт***

*Общая экономия электроэнергии в 2011–2012 гг. — **17992 кВт** (относительно АВО со штатными вентиляторами типа АСО-125/700)*

КС «Волхов»

Расчетный период	Ст.№ ГПА	Тип вентиляторов	Средняя температура наружного воздуха, °С	Ср. количество работающих вентиляторов, шт.	Потребляемая мощность, кВт	Экономия, кВт	Суммарная экономия, кВт
24.01. — 31.01.2012	21	ВО 16–280–12,5М	–19,8	2	100,87	965,11	11745,18
	22	АЦО 125/720		1	1065,98		
01.02. — 29.02.2012	21	ВО 16–280–12,5М	–11,7	2	353,03	3225,81	
	22	АЦО 125/720		1	3578,84		
01.03. — 31.03.2012	21	ВО 16–280–12,5М	–2,5	2,4	734,2	2124,1	
	22	АЦО 125/720		1	2858,3		
01.04. — 30.04.2012	21	ВО 16–280–12,5М	4,85	2,83	1930,87	2715,08	
	22	АЦО 125/720		1	4645,95		

*Экономия электроэнергии — **11745,18 кВт** (относительно АВО со штатными вентиляторами типа АСО-125/700).*

*Суммарная экономия электроэнергии от применения АВОМ серии АВО-06–10 с ЕК–вентиляторами на КС «Валдай» и «Волхов» — **29737,18 кВт**.*

Заключение

Резюмируя вышесказанное можно сделать вывод, что применение ЕС–вентиляторов на АВО масла КС Общества эффективно и перспективно с точки зрения:

- экономии ТЭР (потребление электроэнергии в **5–10 раз ниже**, чем у АС вентиляторов);
- отсутствия высоких пусковых токов, что увеличивает ресурс электродвигателя;
- длительного срока службы (назначенный ресурс 100 000 часов, наработка на отказ 25 000 часов) и не нуждается в обслуживании;
- режим работы с низким уровнем шума и минимальной вибрацией;
- на настоящий момент мы не имеем в эксплуатации достаточного парка ЕС–вентиляторов, но по предварительным данным можно дать оценку срока окупаемости, как **5–6 лет**.



Сокращение вредных выбросов от газоперекачивающих агрегатов

А. А. Касьяненко
ОАО «Севернефтегазпром»

Актуальной проблемой производственного технологического процесса добычи и подготовки газа к транспорту газодобывающих предприятий, а также транспортировки природного газа газотранспортными предприятиями с применением сухих газодинамических уплотнений (СГУ) на газоперекачивающих агрегатах (ГПА) дожимных компрессорных станциях (ДКС) является утилизация подготовленного и осушенного буферного газа на свечные трубопроводы в атмосферу с безвозвратными потерями газа.

Для повышения энергетической эффективности единой цепочки технологических процессов добычи, транспортировки, переработки, хранения и распределения природного газа на всех этапах функционирования в рамках научно-исследовательской и опытно-конструкторской работы в ОАО «Севернефтегазпром» была разработана инновационная Система управления технологическими потерями газа после СГУ ГПА-16ДКС-09 «Урал» на Южно — Русском нефтегазовом месторождении.

Согласно проектным условиям при эксплуатации ГПА происходит непрерывный выброс парниковых газов без сжигания от СГУ на свечные трубопроводы при постоянном расходе подготовленного и осушенного газа, что является крайне негативным фактором, оказывающим влияние на экологические аспекты и энергоэффективность предприятия. Данное



Рис. 1. Газоперекачивающий агрегат с безвозвратными потерями газа

техническое решение приводит к существенным потерям топливно-энергетических ресурсов на производственных объектах предприятий топливно-энергетического комплекса, а также финансовым затратам на использование дополнительных объемов газа на собственные технологические нужды производства и плату за негативное воздействие на окружающую среду. Все вышеперечисленные факторы являются существенным недостатком известной существующей системы отвода протечек газа.

В настоящее время в топливно-энергетическом комплексе проектная схема использования буферного газа на сухие газодинамические уплотнения в качестве затвора предусматривает предотвращение попадания транспортируемого (технологического) газа со стороны



нагнетателя ГПА ДКС в окружающее пространство и защиту магнитных подшипников ГПА. Буферный газ, доведенный до необходимых параметров в соответствии с требованиями норм и правил (очищенный, осушенный и подогретый), подается на первую ступень защиты, а на лабиринт подается барьерный воздух для обеспечения второй ступени защиты магнитных подшипников ГПА ДКС. Далее определенное количество технологического газа утилизируется через свечные трубопроводы СГУ с постоянным расходом протечек газа в зависимости от количества ГПА ДКС, находящихся в одновременной эксплуатации.

Для реализации новых методов и приемов энергосбережения топливных ресурсов, снижения технологических потерь природного газа, сокращения выбросов в атмосферу (имидж компании), а также совершенствования условий промышленной и экологической безопасности на опасных производственных объектах ТЭК в ОАО «Севернефтегазпром» была произведена научно — исследовательская и опытно — конструкторская работа (НИОКР) в области сокращения вредных выбросов парниковых газов от ГПА ДКС.

Целью научно — исследовательской работы (далее по тексту — НИР) являлся поиск оптимальных технологических параметров работы СГУ при направлении газа от свечных трубопроводов на собственные нужды с новейшей разработкой Системы управления технологическими потерями газа после СГУ ГПА-16ДКС-09 «Урал» на Южно — Русском нефтегазовом месторождении (далее по тексту — Система). Объектом исследования являлись сухие газодинамические уплотнения типа 28АТ производства компании John Crane и системы их обеспечения, установленные на ГПА-16ДКС-09 «Урал» Южно — Русского нефтегазового месторождения (далее по тексту — ЮРНГМ) ОАО «Севернефтегазпром».

Сущность исследования заключалась в минимизации капитальных вложений и исключении существенных конструктивных доработок СГУ и ГПА в целом с эффективной рентабельностью разработанной Системы, при помощи которой утечки газа после первой ступени СГУ ГПА будут доставляться на объекты потребители, расположенные на газовом промысле ЮРНГМ. Суммарный максимальный расход утечек газа после первой ступени СГУ только от двух ГПА первой очереди ДКС в настоящее время составляет 940 тыс. м³/год.

При исследовании зависимости между увеличением давления в линии утечек после первой ступени СГУ и параметрами работы узла СГУ было установлено, что при увеличении давления в линии утечек после первой ступени существенно возрастает утечка газа после второй ступени СГУ.

Для оценки адекватности использованной зависимости между увеличением давления в линии утечек после первой ступени СГУ и техническими параметрами работы узла СГУ показатели были смоделированы в специализированной программе «LEAKAGE CALCULATOR», разработанной специалистами John Crane UK.

Результаты полученных данных позволили отметить, что увеличение давления в линии утечек газа после первой ступени СГУ, влечет за собой увеличение расхода утечки метана после второй ступени СГУ, что может привести к образованию взрывоопасной концентрации метана в линии



Рис. 2. Система подачи и утилизации буферного и барьерного газа СГУ

утечек после второй ступени СГУ. Причем минимальный порог величины давления в утечке первой ступени СГУ, после которого расход утечки второй ступени начинает увеличиваться значительно, находится в пределе 0,3 МПа, что обусловлено конструктивными особенностями СГУ данного типа. В уплотнениях марки John Crane взрывобезопасная концентрация метана после второй ступени обеспечивается подачей воздуха на разделительный лабиринт уплотнений, либо инертного газа (азот). В СГУ, установленных на ГПА ДКС ЮРНГМ в качестве барьерного газа, используется воздух, исходя из рентабельных условий, установленных разработчиками ГПА. При работе компрессора для соблюдения взрывобезопасной концентрации газа в утечке после второй ступени СГУ необходимо на 1 л газа подавать 100 л воздуха.

В линии утечек после второй ступени СГУ разработчиком ГПА применены газоанализаторы, настроенные в соответствии с документом ГПА16ДКС-09.0000-000ТБ3 таким образом, что при достижении концентрации метана 1,25 % от общей величины смеси, срабатывает предупредительный сигнал, а при достижении концентрации 2,5 % срабатывает аварийная сигнализация, и подаётся команда на аварийный останов ГПА. Соответственно при реализации инновационного проекта Системы утилизации утечек необходимо было обеспечить соблюдение установленных предприятиями John Crane UK (разработчик СГУ) и ОАО НПО «Искра» (разработчик компрессора) норм взрывобезопасной концентрации газа.



На основании полученных данных был проведен расчет величины подачи барьерного воздуха на уплотнения для различных величин давления в линии утечек газа после первой ступени СГУ.

Анализ расчетов технологических показателей работы СГУ позволил определить, что увеличение давления от 0,01–0,03 МПа до установленной величины 0,25 МПа, потребует увеличение подачи барьерного воздуха на разделительный лабиринт со 164,2 до 168,0 м³/час. Для этого потребуется не значительное увеличение отбора воздуха от газотурбинной установки (ГТУ), что является не существенным изменением, и не повлечет дополнительных кардинальных доработок и изменений существующей системы.

Для исключения необходимости замены пускового компрессора барьерного воздуха, на режиме пуск и останов, работа СГУ будет производиться в штатном режиме при заданном давлении, для чего в линиях утечки первой ступени будет установлена дополнительная запорная арматура.

Увеличение проектной величины давления от 0,01–0,03 МПа до заданной 0,3 МПа во время работы компрессора в штатном режиме фактически потребует дополнительных материальных затрат на четыре ГПА в размере 2,5 млн руб., в которые входит установка более мощного компрессора барьерного воздуха (плюс один в резерв).

При снижении заданной величины давления от 0,3 МПа до установленной 0,25 МПа не потребуются дополнительных затрат, и внесение изменений в конструкцию существующей системы подачи барьерного воздуха.

Таким образом, экономически целесообразным и оптимальным техническим решением является увеличение величины давления в линии утечек после первой ступени СГУ от 0,01–0,03 МПа до 0,25 МПа.

Стратегическую, экологическую и экономическую значимость данного изобретения для компаний ТЭК в части сокращения производственных затрат на добычу и транспорт полезных ископаемых необходимо рассматривать индивидуально под специфику и технические характеристики производственного оборудования, системы газопотребления предприятия, а также количество газоперекачивающих агрегатов, находящихся в одновременной эксплуатации. Учитывая все указанные обстоятельства, эффективные показатели энергосбережения, промышленной и экологической безопасности, успех финансовой результативности при реализации инновационной Системы напрямую зависят от производственных мощностей и количества газа направляемого на утилизацию в коллектор сброса газа на свечу после СГУ без сжигания.

Анализ результатов научно — исследовательской работы на разработку и внедрение Системы позволил сделать следующие выводы:

- в ходе НИР была исследована зависимость изменения технических параметров работы СГУ при изменении давления протечек газа после первой ступени СГУ на свечной трубопровод;
- определена взаимосвязь между техническими параметрами работы первой и второй ступеней узла СГУ, подобрано оптимальное давление на выходе СГУ и разработаны технические решения, позволяющие исключить риск возникновения взрывоопасной концентрации метана в утечке после второй ступени СГУ;



- разработана принципиальная схема, в которой применены технические решения, позволяющие осуществить транспорт газа после первой ступени СГУ до объектов потребителей и обеспечить стабильную работу узлов СГУ при различных режимах работы компрессора;
- разработана проектно — сметная документация на внедрение Системы в производственный процесс Южно-Русского месторождения, которая прошла экспертизу;
- согласно произведенным расчетам экономической эффективности от реализации инвестиционного проекта срок окупаемости составил пять лет при одновременной эксплуатации только двух ГПА ДКС ЮРНГМ. На конец расчётного периода, чистый дисконтированный денежный поток составит 3,7 млн руб. Инвестиционные вложения при ставке дисконтирования 10 % окупаются в течение 5,3 лет. Внутренняя норма доходности на конец 2022 года составит 26 %, индекс эффективности 1,88;
- внедрение инновационной Системы позволит в целом по топливно-энергетическому комплексу существенно сократить выбросы газа в атмосферу и снизить финансовые затраты на расход дополнительного подготовленного газа на собственные нужды и нормативную плату за негативное воздействие на окружающую среду.

Реализация опытного образца инновационной Системы на этапе опытно — конструкторской работы позволит определить общую концепцию эффективного энергосбережения и экологической безопасности в топливно-энергетическом комплексе России и других областях промышленности, где в производственном процессе применяются газоперекачивающие агрегаты с сухими газодинамическими уплотнениями для защиты магнитных подшипников агрегата и обеспечения безопасных условий эксплуатации ГПА ДКС.

Перспективы использования комплекса КРУП-1 в филиале ОАО «ОГК-2»-Новочеркасская ГРЭС»

Д. А. Кириченко

ООО «Газпромэнергохолдинг» филиал ОАО «ОГК-2»-Новочеркасская ГРЭС

ОАО «ОГК-2» — крупнейшая российская теплогенерирующая компания, в состав которой входят десять крупных федеральных тепловых электрических станций. Основными видами деятельности ОАО «ОГК-2» являются производство и продажа электрической и тепловой энергии. Основным рынком сбыта является оптовый рынок электрической энергии (мощности). Установленная мощность ОАО «ОГК-2» составляет 18,357 ГВт.

Филиал ОАО «ОГК-2» — Новочеркасская ГРЭС является крупнейшим поставщиком электроэнергии в Ростовской области. Установленная мощность станции составляет 1848 МВт. В качестве основных видов топлива на электростанции используются уголь марки АШ Ростовского угольного бассейна (ш. Алмазная, им. Чиха, ш. Садкинская, Гуковуголь, ш. Шерловская-Наклонная), кузнецкий уголь (разрезы Калтанский, Крас-



нобродский) и природный газ. Резервное топливо — газ, растопочное топливо — газ, мазут.

Восемь энергоблоков Новочеркасской ГРЭС оснащены двухкорпусными котлами ТПП-110 и ТПП-210 различных модификаций и конденсационными турбинами 300 МВт Харьковского предприятия «Турбоатом». Котлы предназначены для сжигания как пылеугольного топлива с газовой подсветкой, так и природного газа. Система пылеприготовления — шаровые барабанные мельницы с промежуточным бункером пыли и аэрационными пылепитателями.

Автоматическое регулирование паропроизводительности пылеугольных котлов, оснащенных шаровыми барабанными мельницами и аэрационными питателями пыли, производится синхронным изменением расхода питательной воды, топлива и воздуха.

Оптимальная работа котла достигается при поддержании стехиометрического состава воздух-топливо по всем горелкам котла. Регулировка равномерности подачи топлива, в настоящее время, производится специалистами цеха наладки по вторичным признакам, и нарушается при смене режима работы котла, что ведёт к экономическим потерям из-за уносов горючего, перекосов температурного поля в котле и т.п.

Сейчас отсутствуют универсальные схемные решения автоматического регулирования процесса подачи топлива в котёл, обеспечивающие надежную и динамичную работу регулятора тепловой нагрузки котла (РТН) как в переходных, так и в стационарных режимах. В автоматическом режиме РТН регулирует подачу топлива по косвенному признаку (температуре пара за ВРЧ), формируя задание регуляторам аэропылепитателей. Этот параметр, который регулятор поддерживает на заданном уровне, косвенно характеризует расход топлива, а точнее правильность выбранного соотношения «топливо — вода». Однако данный сигнал весьма инерционен, так как расположен довольно далеко по тракту котла из-за опасности попадания в определенных режимах в зону максимальной теплоемкости. Наряду с этим, инерционным становится и сам регулятор топлива, ибо как внутренние (по каналу топлива), так и внешние возмущения он обрабатывает только после того, как изменится температурный сигнал.

В стационарных режимах регулятор работает только по отклонению температуры за ВРЧ, поэтому является более инерционным при реакции на внутренние возмущения. К таковым относятся все возмущения по топливному тракту и, в первую очередь, забивание пылепроводов или срыв расхода питателей пыли. Нередки также случаи резкого и существенного изменения состава топлива на всем котле или у группы питателей пыли. Столь значительные возмущения начинают влиять на температуру за ВРЧ лишь через 2 мин. С учетом динамики процесса изменения температуры пара время отработки регулятором подобного возмущения (на котлах с шестью питателями пыли на корпус) при отклонении температуры от первоначальной до 15 оС достигает за 12–14 мин.

Именно неблагоприятные скоростные характеристики делают невозможным использование такого регулятора в качестве инструмента для решения задач более широкого плана. Кроме того, возможные нарушения процесса пневмотранспорта пыли, характерные для пылеугольных



котлов, из-за низкого быстродействия регулятора приводят к существенным колебаниям температурного режима.

Поэтому особенно остро стоит задача непосредственного измерения расхода угольной пыли на горелку в реальном режиме времени.

Для измерения расхода угольной пыли в мире активно применяются расходомеры, основанные на методах отбора проб. Существует несколько методов отбора проб, но основные — метод ISO 9931 и метод ASTM/ASME. Эти методы основаны на отборе серии проб из трубы, по которой подаётся угольная пыль. К основным недостаткам методов отбора проб следует отнести сложность реализации непрерывного режима измерения контролируемого параметра, наличие элементов, требующих регулярной замены, потребность в обслуживающем персонале, необходимость приобретения дорогостоящего оборудования и остановки энергоблока для его монтажа.

В экономических условиях, сложившихся в нашей стране, расходомеры, основанные на методах отбора проб, не находят широкого применения. Поэтому существует необходимость разработки расходомера, который бы обеспечивал непрерывное измерение расхода угольной пыли на горелки парового котла, был технологичен в установке, удобен в эксплуатации и, при этом, имел хорошие показатели точности и приемлемую стоимость.

Кроме этого, применительно к твердому топливу, задача осложняется тем, что недостаточно измерять только его массовый расход, необходимо учитывать калорийность топлива. Под словом калорийность в данном случае следует понимать не паспортную характеристику определенного вида топлива, которая заведомо известна и определяется его маркой и сортностью, а способность данного продукта к активному участию в горении. Другими словами, содержание негорючих примесей (глина, земля, ил и прочие) в топливном потоке может колебаться в широких пределах.

Таким образом, для корректного определения расхода топлива, участвующего в горении, необходимо измерять также его «калорийно-углеродную» составляющую. При этом динамические характеристики применяемого способа измерения должны быть сопоставимы с динамикой самого процесса изменения расхода топлива. Надежных технических средств промышленного использования для проведения измерений подобного рода до определенного времени отечественными производителями не выпускалось.

1. Основная часть

Устройство контроля расхода и калорийности угольной пыли КРУП-1, разработанное по техническому заданию Новочеркасской ГРЭС Особым конструкторско-технологическим бюро «Старт» и ООО «Фирма АПРОКС» (г. Новочеркасск), является средством оптимизации сжигания пылеугольного топлива в энергетических котлах за счёт его стабильной подачи и равномерного распределения по горелкам.

В 2006 году совместно ОАО «ОГК-6» (в ноябре 2011 года завершены корпоративные процедуры по реорганизации ОАО «ОГК-2» в форме присоединения к нему ОАО «ОГК-6») и фирмой «АПРОКС» запатентовано устройство КРУП-1.

Комплекс КРУП-1 изготавливается фирмой АПРОКС по ТУ (ТУ 4213-001-27206511-2008). Не является средством коммерческого учёта топлива. Не подлежит метрологической аттестации.



Полный комплект устройства состоит из двенадцатиканального электронного блока и 12 датчиков. В приборном корпусе электронного блока размещены вставные модули: блок питания (БП) и шесть двухканальных модулей преобразующих (МП).

Принцип действия устройства КРУП-1 основан на измерении электропроводности потока угольной пыли, которая пропорциональна расходу углеродной составляющей топлива.

Датчик устройства КРУП-1 монтируется на наклонённом, на 60° к горизонту участке пылепровода. Между выходом питателя (регулирующего клапана) и датчиком устанавливается патрубок длиной 400 мм.

В результате цифровой обработки сигнала по расходу углеродной составляющей топлива, устройством КРУП-1 выдаёт аналоговый сигнал (0–5 мА), пропорциональный массовому расходу пыли на горелку и аналоговый сигнал (0–5 мА), пропорциональный зольности пыли (Ас) в диапазоне 0–70%. В цифровом виде эти сигналы могут быть переданы в АСУТП по интерфейсу RS-485.

Погрешность оценки равномерности распределения пыли между горелками — не более 5%.

Таким образом, в настоящее время появился комплекс, с помощью которого открываются перспективы для решения широкого круга задач, связанных с подачей твердого топлива в топку котла.

В первую очередь, это получение машинистом котла оперативной информации о массовом расходе угольной пыли на горелку и зольности поступающей аэросмеси. Это позволит, с одной стороны, оптимизировать расход газа (мазута) на подсветку, своевременно увеличивая подачу газа при резком снижении калорийности угля для предотвращения погасаний горелок, вызывающих перерасход топлива и зашлаковку лётков котла.

С другой стороны, повышенный расход топлива при нормальной калорийности пыли является сигналом для выявления и наладки неудовлетворительно работающих горелок.

Во-вторых, сигнал массового расхода аэросмеси на горелку и зольности поступающей аэросмеси возможно использовать в алгоритме РТН. Такое техническое решение позволит форсировать работу РТН как в стационарных, так и в переходных режимах, используя инерционный температурный сигнал в качестве корректирующего, а не основного. Кроме того, сигнал массового расхода аэросмеси возможно использовать в алгоритмах для «перезарядки» питателей при «зависании» или срыве расхода угольной пыли (т.е. использовать соответствие датчика положения редуктора АЭПП и массового расхода угольной пыли). Инерционность комплекса КРУП-1 составляет порядка 1 секунды, для сравнения, инерционность датчика температуры за ВРЧ порядка 2 минут, что говорит о возможности повышения динамики отработки РТН внутренних возмущений и сокращении времени переходного процесса в несколько раз.

2. Экономический эффект

Внедрение данного новшества позволит не только решить вышеозначенные проблемы, связанные с контролем подачи топлива в топку котла, но и сэкономить часть затрат при производстве электроэнергии.



В том числе за счет снижения расхода газа на подсветку (при достаточной калорийности поступающего топлива), наладки режима горения (снижения уносов горючего, перекосов температурного поля в котле, устранения сепарации горелок), снижения выбросов продуктов горения в атмосферу, повышения качества автоматического регулирования тепловой нагрузки котла.

Для расчета экономического эффекта за счет наладки режима горения, были использованы данные цеха наладки, полученные до и после внедрения комплекса КРУП-1 на энергоблоке № 3. Согласно которым снижение доли горючих в уносах при прочих равных условиях работы котла за месяц (доля газа 30 %, средняя калорийность твердого топлива $Q_{\text{тв.т}}=4853$ ккал/кг) составило $16,3\% - 14\% = 2,3\%$.

Как известно, снижение на 1 % горючих в уносе С.г.ун., ведет к снижению затрат условного топлива при производстве электроэнергии на $1,4$ г/кВт·ч. Отсюда, при снижении горючих в уносе на $2,3\%$ имеем: $2,3 \cdot 1,4 = 3,22$ г/кВт·ч. При средней работе блока 5500 часов на средней нагрузке $N=250$ Мвт (данные за 2011), годовая выработка составила $1\,375\,000$ Мвт. Экономия условного топлива в этом случае составляет: $3,22 \cdot 1\,375\,000 = 4\,427,5$ т.у.т/год.

При цене (на август 2012) за тонну условного топлива $2\,674,92$ руб, имеем: $2\,674,92 \cdot 4\,427,5 = 11\,843\,208,3 \approx 12$ млн руб. экономии в год, только за счет снижения горючих в уносе.

Ориентировочная сумма инвестиций для внедрения проекта составляет $871\,458,5$ руб., которая включает стоимость оборудования, а так же его монтаж и наладку [5]. Таким образом, при работе энергоблока на средней нагрузке, срок окупаемости проекта не превышает двух месяцев.

3. Заключение

Разработанный комплекс выполняет следующие функции:

1. Непрерывное измерение расхода угольной пыли на горелку котла;
2. Отображение информации в числовом виде и в виде графика;
3. Возможность сохранения результатов измерений за длительный период для ведения архива и последующей обработки и анализа;
4. Возможность использования сигналов для автоматизации управления расходом угольной пыли на горелку.

В заключении необходимо отметить основные преимущества предлагаемого технического решения:

1. Удобство в установке и эксплуатации;
2. Высокая надёжность;
3. Хорошие показатели точности (погрешность $\square 5\%$);
4. Сравнительно низкая стоимость и краткий срок окупаемости;
5. Перспектива внедрения на филиалах ОАО «ОГК-2» работающих на твердом топливе.



Снижение образования отложений на блоке гидроочистки установки ЛЧ-35–11/600

С. С. Кирясов

ОАО «Саратовский нефтеперерабатывающий завод»

Одной из основных проблем при эксплуатации практически всех установок риформинга является процесс образования кокса в газосырьевом тракте, ведущий к ухудшению теплообмена в печном, теплообменном оборудовании, увеличению гидростатического сопротивления в системе блока гидроочистки, риску возникновения аварийной ситуации по причине выхода из строя оборудования.

Такие же проблемы наблюдаются на установке ЛЧ-35–11/600 ОАО «СНПЗ». Несмотря на довольно высокие показатели блока гидроочистки (ГО) по удалению гетероатомных соединений из сырья риформинга, за последние 6 лет произошло 3 аварии с периодичностью 2 года на печи П-601, связанные с отложениями в змеевиках печи. Это отразилось на показателях операционной готовности предприятия.

Также, в связи с планируемым переходом на 3-х годичный межремонтный пробег, актуален вопрос уменьшения количества нерегулярных простоев установки. Одной из причин таких простоев может являться рост перепада давления по реактору гидроочистки Р-601.

Таким образом, целью работы является разработка комплекса мер по:

- повышению надежности работы блока ГО;
- уменьшению роста перепада давления по блоку ГО и реактору Р-601 (особенно актуально в свете перехода СНПЗ на 3-х летний межремонтный пробег);
- повышению эффективности работы теплообменного оборудования;
- повышению операционной готовности блока, установки и, как следствие, завода.

Следствием повышенного образования отложений кокса и продуктов коррозии на блоке ГО является:

- ухудшение теплообмена в печном, теплообменном оборудовании;
- повышение риска прогара змеевика в печи П-601 вследствие ухудшения теплосъема в местах возникновения отложений;
- увеличение гидравлического сопротивления в системе блока гидроочистки;
- повышение риска незапланированных остановок установки для проведения операций по удалению отложений и/или выжигу кокса.

Для подтверждения актуальности ниже приведена статистика по авариям и неплановым остановкам, которые произошли по причине повышенного образования отложений на блоке ГО установки ЛЧ-35–11/600 Саратовского НПЗ за последние 7 лет:

- 2005 год — полная замена змеевиков печи в капитальный ремонт;
- 2007 год — разрыв змеевика в ходе пневмоиспытаний с последующей заменой части змеевика;
- 2009 год — обнаружение отдушины на одной из труб змеевика с последующей заменой части змеевика.

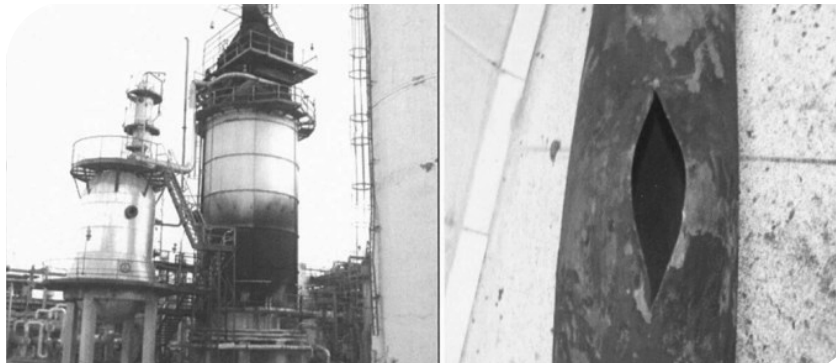


Рис. 1. Прогар змеевика. Май 2011

Последняя авария, связанная с обозначенной проблемой — прогар змеевика печи, произошла в 2011 году и привела к 6-ти дневному простоям установки, замене всех труб конвекционной и радиантной камер печи (рис. 1).

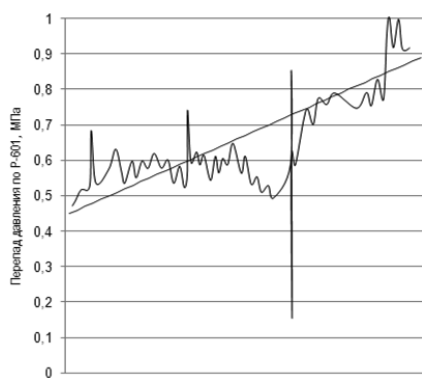


Рис. 2. Динамика роста перепада давления по P-601 с апреля по ноябрь 2012 г.

На рис. 2 представлена динамика роста перепада давления по реактору P-601 с апреля 2012 года. Перепад давления возрос более чем в 2 раза за 5 месяцев. При таком темпе роста есть риск внеплановой остановки по причине превышения нормативного значения по перепаду давления.

Показатель по запасу по операционной готовности блока ГО установки — 2,28%. На данный момент это самый высокий показатель по заводу.

Можно выделить следующие причины образования отложений в газосырьевом тракте установки:

Наличие механических примесей (неорганические соединения, в том числе, продукты коррозии) в сырье блока гидроочистки, в присутствии которых ускоряются процессы образования отложений, они являются центрами коксообразования.

Возможное попадание кислорода в бензин при контакте с воздухом в сырьевых резервуарах.

Недостаточный подогрев газосырьевой смеси (ГСС) в сырьевых теплообменниках Т-601 перед печью П-601.

Неравномерное горение в печи П-601 и, как следствие, неравномерное распределение градиента температур по высоте печи.

Потеря прочностных характеристик каталитической системы гидроочистки в процессе эксплуатации и регенерации с образованием крошки и пыли.



Если говорить конкретнее о горении пламени в печи П-601, показательными будут результаты тепловизионной съемки. Наблюдается неравномерное распределение ГСС по потокам вследствие неправильной конструкции коллектора (рис. 3).

Также виден неравномерный градиент распределения температур по высоте печи вследствие неравномерного горения печи, что может приводить к деформации змеевика.

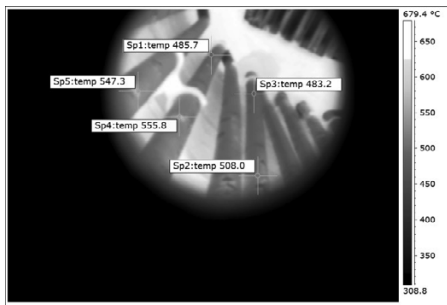


Рис. 3. Тепловизионная съемка змеевиков

Деформацию можно подтвердить результатами тепловизионной съемки и фактами разрушения подвесов змеевика.

На основании этого были выбраны основные направления, на которые будут направлены предлагаемые мероприятия:

Снижение концентрации кислорода в сырье по причине того, что кислород является инициатором процесса коксообразования.

Ингибирование реакций с участием кислорода.

Повышение эффективности работы теплообменного оборудования.

Улучшение качества сырья блока ГО

На рис. 4 представлена технологическая схема блока ГО установки ЛЧ-35–11/600 с отмеченными мероприятиями, входящими в комплекс мер по снижению образованию отложений:

Работа установки на сырье с минимальным контактом с воздухом для исключения попадания кислорода в сырье. Впоследствии возможна организация прямого питания установки.

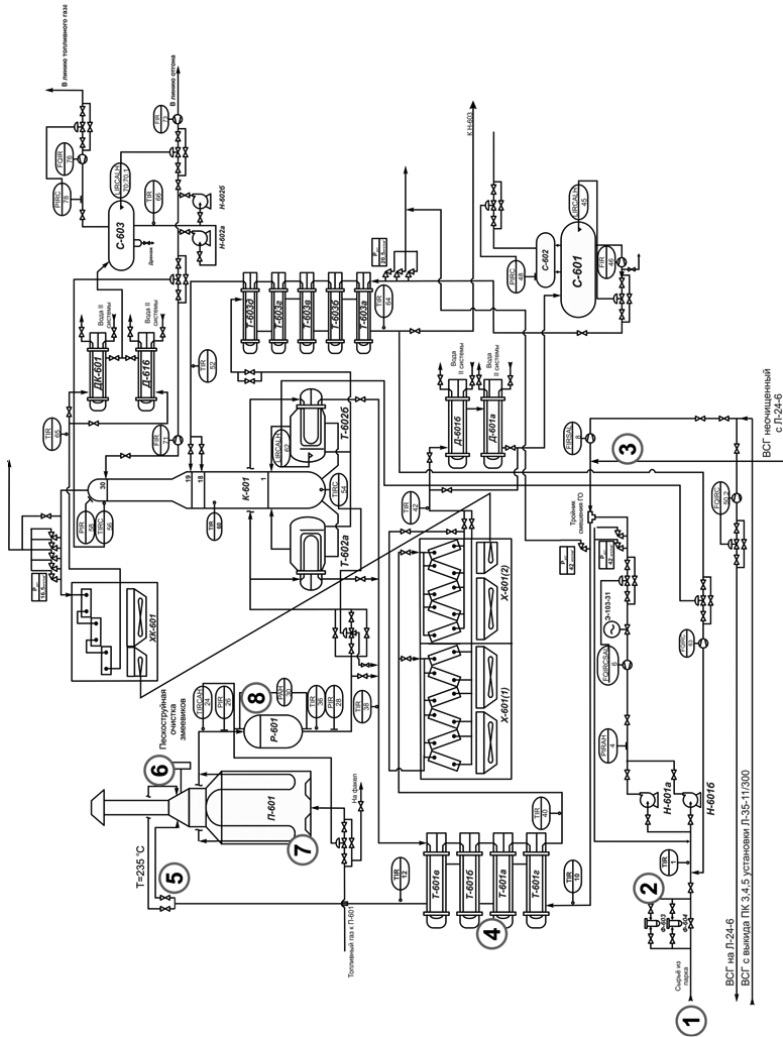
С целью исключения возможности попадания окалина на блок предлагается на сырьевой линии установить высокоэффективные фильтры «Рифинг» с размером ячеек 25 мкм и 50 мкм.

Поддержание концентрации H_2S в циркулирующем ВСГ на уровне 200–300 мг/м³ для ингибирования окисления ароматических углеводородов.

Ситуация с образованием отложений на внутренних поверхностях змеевиков печи может усугубляться необходимостью поддержания высокой теплонапряженности в печи при недостаточной эффективности рекуперативного теплообмена. Один из возможных вариантов снижения теплонапряженности печи — увеличение температуры на входе в печь не менее чем до 235°C путем замены внутренних устройств сырьевых теплообменников с обычных на пластинчатые.

Изменение коллектора печи и перенос его наверх для более равномерного распределения ГСС по потокам, следовательно, более равномерного распределения тепла по змеевикам. Установка поверхностных термомпар на высоте от 0,5 до 2,5 м от нижних отводов для контроля температуры стенок труб. Именно на этой высоте произошли все аварии.

Пескоструйная очистка змеевиков конвекции в периоды ремонта, плановых остановок.





Установка горелок в соответствии с проектом производителя, перекладка амбразур горелок из огнеупорного бетона, настройка режима горения горелок, обучение персонала регулировке режима горения. Рассмотреть возможность замены горелок на более эффективные.

Монтаж распределительного устройства в реактор Р-601.

Основной эффект от выполнения предложенного комплекса мероприятий — повышение операционной готовности. Но говоря об экономической эффективности от реализации проекта, стоит указать, что реализация мер по повышению эффективности печи П-601 позволит снизить расход топливного газа к печи минимум на 100 м³/час, что в случае дефицита ТГ после пуска изомеризации (май 2013 года) дает экономию около 140000 \$/год. Также повышение эффективности рекуперативного теплообмена позволит отключить минимум один АВО, что даст экономию до 50000 \$/год за счет снижения энергопотребления.

Основным обоснованием для реализации этого комплекса мер является повышение надежности работы установки. Стоимость простоя установки ЛЧ-35–11/600 в ценах 3-х летнего плана составляет 80000 долл./сутки.

В работе предложен план реализации этого комплекса мероприятий в два этапа, СМР выполняются в течение плановых капитальных ремонтов завода 2013 и 2015 гг. На первом этапе выполняются мероприятия, требующие меньше времени на разработку ПСД, проведение тендеров, закупку оборудования.

Подводя итог, хотелось бы еще раз отметить, что повышение операционной готовности завода в преддверии перехода на 3-х летний межремонтный пробег является одним из приоритетных направлений.

Также хотелось бы отметить, что согласно отчету о расследовании последней аварии на печи П-601 (май 2011 г), составленного Jacobs Consultancy, одной из системных причин аварии является недостаточный анализ, выявление причин и разработка корректирующих действий из предыдущих аварий. Данная работа направлена и на устранение этой причины.

Рост перепада давления и образование отложений в процессе эксплуатации технологического оборудования — известная проблема не только блоков гидроочистки установок риформинга, но и других каталитических процессов, где существуют предпосылки для образования кокса и отложения продуктов коррозии. Мероприятия, предложенные в этом проекте, могут иметь широкое практическое применение и на других установках нефтепереработки.



Применение катализаторов депарафинизации нового поколения в процессах получения дизельного топлива Евро и трансформаторного масла ГК

Киселёва Т. П.

ОАО «Ангарский завод катализаторов и органического синтеза»

Введение

Правительством РФ принимается ряд постановлений, направленных на модернизацию топливно-энергетической отрасли. Развитие нефтепереработки в перспективе до 2030 г. будет направлено на увеличение глубины переработки и повышение качества выпускаемых нефтепродуктов. Для этой цели принят курс на реконструкцию установок НПЗ России.

В последние годы все большее применение находит простой по своему технологическому оформлению процесс каталитической депарафинизации. При интеграции с процессом глубокой гидроочистки становится возможным выпуск топлив и масел, соответствующих современным и перспективным экологическим и эксплуатационным требованиям. Наиболее востребованными низкосажающими продуктами являются дизельное топливо зимнее и обеспечивающее длительную и безаварийную работу силового оборудования объектов энергетики трансформаторное масло.

В настоящее время процесс гидродепарафинизации реализован на ОАО «НК «Роснефть-Комсомольский НПЗ», ОАО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка», ОАО «Ачинский НПЗ ВНК», ОАО «АНХК» НК «Роснефть», ОАО «Сызранский НПЗ», ОАО «Уфанефтехим», ООО «Сургутгазпром» и многих других. Установки загружены отечественными катализаторами, разработанными в 1980–1987 гг. и современными импортными катализаторами фирм Syd-Chemie, Criterion, Mobil.

Развитие нефтеперерабатывающих предприятий задает приоритетные направления в области катализа. На данном этапе остро стоит вопрос наличия современных отечественных катализаторов депарафинизации и гидрооблагораживания. Отечественные катализаторы предыдущего поколения на выдерживают конкуренции с зарубежными, что приводит к все более тотальному захвату рынка инофирмами.

С 2009 года на ОАО «АЗКиОС» совместно со специалистами ОАО «ВНИИ НП» и НИ ИрГТУ проводятся комплексные исследования по разработке цеолитсодержащих катализаторов депарафинизации нового поколения. В результате на сегодняшний день ОАО «АЗКиОС» располагает современными катализаторами для процессов получения дизельного топлива ЕВРО и трансформаторного масла ГК.

1. Процесс каталитической депарафинизации

Ухудшение низкотемпературных свойств связано с присутствием в нефтяных фракциях n-парафинов, образующих в процессе эксплуатации при пониженных температурах кристаллы, блокирующие работу механизмов.



Каталитическая депарафинизация — процесс, разрушающий молекулы парафинов с получением высококачественных низкозастывающих нефтепродуктов. Процесс осуществляют на цеолитсодержащих катализаторах при следующих условиях: температура 300–380 °С; давление 3,5–5,0 МПа; объемная скорость подачи сырья 1,0–3,0 ч⁻¹; циркуляция водородсодержащего газа 300–1000 нм³/м³ сырья.

2. Разработка катализаторов депарафинизации нового поколения

В процессе приготовления катализатора основным этапом является синтез цеолитного компонента, обеспечивающего депарафинирующую функцию. В ходе работы определены условия предварительной гидротермальной обработки силикагеля — выдержка в щелочной среде при температуре 100 °С в течение 12–18 часов. После дозагрузки реагентов проводится процесс кристаллизации цеолита в автоклаве при температуре 170 °С в течение 48–72 часов.

На рис. 1 представлена пористая структура силикагеля в зависимости от продолжительности гидротермальной обработки. При проведении обработки на протяжении 6 часов преобладают поры радиусом 30–90 Е. Для сравнения в исходном силикагеле — 20–45 Е. По мере увеличения продолжительности обработки силикагель становится все более широкопористым, появляются поры радиусом более 100 Е. Так после 12 часов обработки количество пор радиусом более 100 Е составляет 22 %, после 18 часов — 39 %, после 24 часов — 49 %. Из полученных данных следует, что оптимальная продолжительность гидротермальной обработки составляет — 12–18 часов, когда при достаточно большом радиусе пор 70–80 Е объем их максимальный.

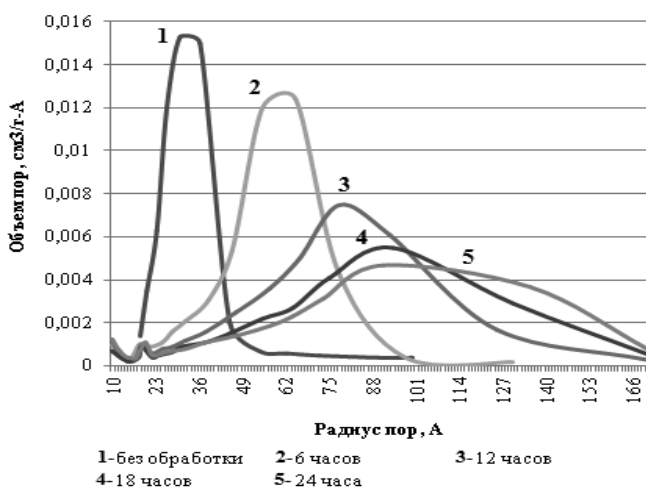


Рис. 1. Пористая структура силикагеля в зависимости от продолжительности гидротермальной обработки

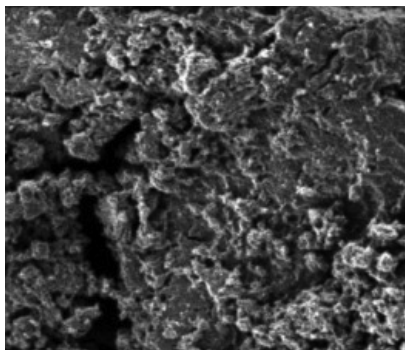


Рис. 2. Электронно-микроскопический снимок силикагеля без гидротермальной обработки

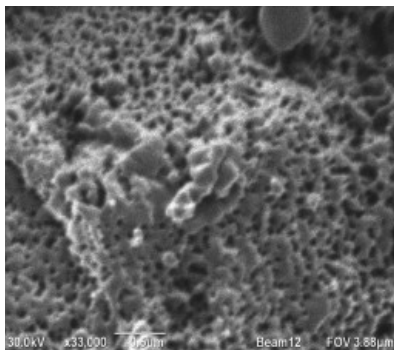


Рис. 3. Электронно-микроскопический снимок силикагеля после гидротермальной обработки

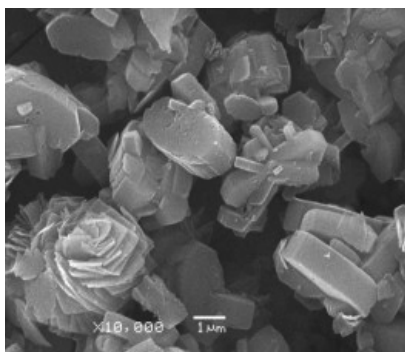


Рис. 4. Электронно-микроскопический снимок цеолита, синтезированного на основе необработанного силикагеля

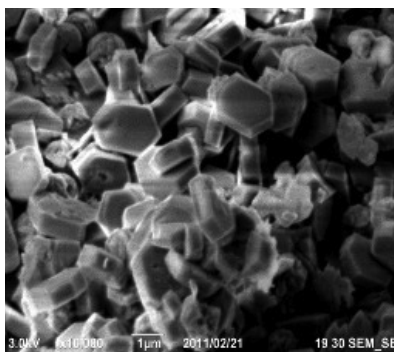


Рис. 5. Электронно-микроскопический снимок цеолита, синтезированного на основе обработанного силикагеля

Этот вывод также подтверждается данными электронной микроскопии. На рис. 2–5 представлены снимки силикагеля и цеолита. Видно, что на поверхности обработанного силикагеля сформирована хорошо развитая система пор. Цеолит, синтезированный на его основе, имеет меньшие и достаточные равномерные по размеру кристаллиты в сравнении с цеолитом, синтезированным на основе силикагеля, не подвергнувшегося обработке.

Для приготовления катализатора синтезированный цеолит декатионировали путем 2-х кратного ионного обмена с раствором нитрата аммония и последующей фильтрацией. Декатионированную форму цеолита обрабатывали раствором промотора. Введение промотора — металла второй группы Периодической системы способствует протеканию реакции депарафинизации в низкотемпературной области. Приготовление



носителя осуществляли по замесной технологии путем смешения промотированного цеолита со связующим — оксидом алюминия, задающим прочностные характеристики, и введением оксида бора — антикоксующей добавки, продлевающей рабочий цикл. Носитель пропитывали раствором активного компонента, обеспечивающего гидрирование ненасыщенных продуктов крекинга. На рис. 6 представлены стадии приготовления катализатора депарафинизации.



Рис. 6. Стадии приготовления катализатора депарафинизации

3. Каталитические испытания

Каталитические свойства изучали в процессах получения низкозастывающих топлив и масел на пилотной установке проточного типа с каталитическим объемом реактора 100 см³ с использованием реального сырья — дизельного топлива летнего и вакуумного дистиллята — фракции гидрокрекинга 280 °С-к.к..

Активность оценивали по:

- выходу из гидрогенизата фракции 180 °С-к.к (для дизельного топлива) и 280 °С-к.к (для базовой основы трансформаторного масла) в пересчете на пропущенное сырье;
- температуре застывания целевой фракции.

При проведении пилотных испытаний в качестве образцов сравнения использовали катализаторы селективного гидрокрекинга, выпускаемые до настоящего времени. В табл. 1 приведены данные испытаний образцов катализаторов депарафинизации в процессе получения дизельного топлива. Катализатор ДЕП-9, являющийся алюмомолибденовой промотированной композицией, позволяет получать низкозастывающее дизельное топливо с предельной температурой фильтруемости минус 44 °С при температуре процесса 330 °С. При увеличении объемной скорости подачи сырья до 2 ч⁻¹ необходимо повысить температуру процесса до 360 °С. На катализаторе ДЕП-16, являющийся платиновой компози-



цией на цеолитсодержащем оксидно-алюминиевом носителе, при температуре процесса 295 °С получено дизельное топливо с предельной температурой фильтруемости минус 38 °С, а при температуре процесса 300 °С — с предельной температурой фильтруемости минус 52°С. Образец сравнения дает сопоставимые результаты при температуре процесса 360°С, при этом выход продукта меньше на 10 %.

Таблица 1

Каталитическая активность катализаторов депарафинизации нового поколения в процессе получения дизельного топлива ЕВРО по ГОСТ Р 52368–2005 (ЕН 590:2004)

(температура застывания сырья — минус 14°С)

1. Катализатор	СГК-1	ДЕП-9 (Me ²⁺ -MoO ₃ / цеолит)		ДЕП-16 (Pt/цеолит)		
2. М.д. серы в сырье, ppm	330	330		20	20	
3. Параметры процесса:						
– давление, МПа	3,0	3,0		3,0	3,0	
– Н ₂ / сырьё, нм ³ / м ³	1000	1000		1000	1000	
– ОСПС, ч ⁻¹	1,0	1,0	2,0	1,0	2,0	1,0
– температура, °С	360	330	360	295	300	300
4. Топливо дизельное ЕВРО	класс 2 вид I	класс 4 вид I		класс 3 вид III		класс 4 вид III
5. Характеристика продуктов:						
– м.д. серы, ppm	188	170	180	6	8	5
– предельная температура фильтруемости, °С	–32	–44	–45	–38	–39	–52
– температура застывания, °С	–42	–52	–55	–46	–48	–65
– выход целевой фракции, %	79	89	81	91	89	80

В табл. 2 представлены данные испытаний в процессе получения трансформаторного масла. Применение катализатора ДЕП-9 позволяет получать базовую основу трансформаторного масла с температурой застывания минус 59°С при температуре процесса 280°С, при этом выход целевой фракции составляет 74,5%. Катализатор ДЕП-16 обеспечивает при температуре 290°С получение продукта с температурой застывания минус 54°С и выходом 75,3%. Образец сравнения дает сопоставимые результаты при температуре процесса 290°С, при этом выход продукта меньше на 11 и 13% соответственно.



Таблица 2

Каталитическая активность катализаторов депарафинизации нового поколения в процессе получения трансформаторного масла по ГОСТ Р 54331–2011 (МЭК 60296:2003)

(P = 4,0 МПа, H₂/сырьё = 1500 нм³/м³, ОСПС = 1,2 ч⁻¹, температура застывания сырья — 11 °С)

Температура процесса, °С	СГК-5		ДЕП-9 (Me ²⁺ -MoO ₃ /цеолит)		ДЕП-16 (Pt/цеолит)	
	Выход целевой фракции, %	Температура застывания, °С	Выход целевой фракции, %	Температура застывания, °С	Выход целевой фракции, %	Температура застывания, °С
320	48,9	-64	57,9	-63		
300	53,4	-64	70,7	-61	70,9	-62
290	62,3	-63	73,6	-58	75,3	-54
280	64,4	-56	74,5	-59	75,5	-23
270	65,9	-32	75,7	-37	–	–

Заключение

1. Разработаны катализаторы серии ДЕП для процессов получения дизельного топлива ЕВРО и трансформаторного масла ГК, соответствующих современным российским ГОСТам и международным стандартам.

2. Катализаторы серии ДЕП представляют собой результат комплексного исследования.

3. Сокращение энергозатрат в процессе эксплуатации и увеличение глубины переработки приводит к получению экономического эффекта. Чистая прибыль от внедрения катализаторов серии ДЕП в производстве дизельного топлива составит 35 млн.руб/год, трансформаторного масла — 20 млн.руб/год.

4. Процессы с применением катализаторов депарафинизации нового поколения могут быть реализованы на многих нефтеперерабатывающих предприятиях и заводах масел Российской Федерации.

5. Проведенная работа имеет важное практическое значение как для стратегического планирования развития топливно-энергетического комплекса, так и для решения конкретных задач нефтепереработки.



Разработка методики эффективной расстановки операторов-заправщиков на АЗС/К

А. Ю. Кlesh

ОАО «НК «Роснефть» — Кубаньнефтепродукт»

Розничный рынок нефтепродуктов в России продолжает свое бурное развитие. При этом в крупных городах существует очень плотная и разветвленная сеть автозаправочных станций.

Довольно частой является ситуация, когда на близком расстоянии располагаются две конкурирующие станции. Тогда потребителю предоставляется право выбора и он, в условиях ограниченности времени (при прочих равных условиях), выбирает ту АЗС, очередь на которой меньше. Проблему уменьшения очереди на высокопроходимых АЗС может решить наличие операторов-заправщиков.

Актуальность данной проблемы для автовладельцев была выявлена при помощи анкетирования, проведенного в Краснодарском крае. Оно показало, что дополнительная услуга, представляемая на АЗС в виде оператора-заправщика, является востребованной среди 81 % опрошенных респондентов. Определяя степень влияния наличия заправщика на решение автовладельцев о выборе АЗС, мы получили что:

- 2 % мужчин и 36 % женщин заправляются только на тех АЗС, где есть заправщик;
- для 82 %, мужчин и 64 % женщин, наличие заправщика не столь важно, но для них это, показатель уровня сервиса на АЗС;
- и лишь 16 % опрошенных мужчин всегда заправляют свой автомобиль сами.

Таким образом, присутствие хотя бы одного заправщика на АЗС позволит привлечь значительную долю автовладельцев женщин.

Определяя влияние длины очереди на выбор автовладельцами АЗС, получаем, что:

- наличие очереди в одну машину на каждую колонку не сказывается на решении автовладельцев по выбору АЗС;
- при наличии очереди в два автомобиля более 25 % не заедут на АЗС;
- при очереди в 3 машины уже более 72 % автовладельцев откажутся от заправки;
- наличие очереди по 4 автомобиля является критическим фактором при решения о заезде на АЗС.

Скопление очередей на АЗК характеризуют ее низкую пропускную способность. Проанализировав все этапы обслуживания клиента на АЗС, мы пришли к выводу, что значительные потери времени возникают при самостоятельной заправки автомобиля.

На основании практических наблюдений было определено, что среднее время обслуживания автомобиля оператором заправщиком находится в интервале от 1 до 3 мин., в то время как без него от 3 до 5,5 мин. что выше практически в 2 раза.

Для определения оптимального количества заправщиков необходимо было оценить вероятность отказов клиентов от заправки в часы пик. Для



этого были использованы методы теории массового обслуживания, так как они максимально подходят для анализа и выявления зависимостей скопления очередей и отказов клиентов от заправок на АЗС.

В рамках данной теории деятельности АЗС представляет собой одноканальную систему массового обслуживания с ограниченной длиной очереди.

Вероятность того, что вновь поступивший клиент застанет ТРК свободной или вероятность простоя запращика определялась по формуле:

$$P_0 = \frac{1-\rho}{1-\rho^{m+2}}. \quad (1)$$

Вероятность отказа в обслуживании или доля потерянных клиентов определялась по формуле:

$$P_{\text{отк}} = \rho^{m+1} P_0. \quad (2)$$

Среднее число клиентов в очереди в единицу времени определялась по формуле:

$$\bar{l}_{\text{оч}} = \frac{1-\rho^m (m+1-m\rho)}{(1-\rho)(1-\rho^{m+2})} \rho^2. \quad (3)$$

Точность расчетов зависит от точности определения количества клиентов на АЗС в определенные периоды времени.

Для анализа интенсивности, была отобрана группа АЗС/К ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт» в г. Краснодаре. По результатам, которого, мы получили среднюю интенсивность поступления клиентов на АЗС.

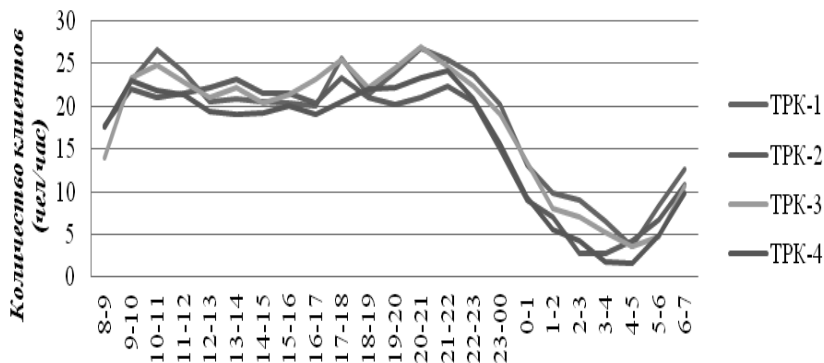


График 1. Распределение интенсивности поступления клиентов на ТРК АЗС/К

Из графика 1 видно, что интенсивность поступления клиентов на АЗС/К распределяется равномерно на все ТРК (колонки), это позволило нам проводить расчеты для одной колонки и обобщать их на все.

Анализируя количество продаж, мы пришли к выводу, что интенсивность поступления клиентов в будние дни в среднем одинакова, в отличие от интенсивности в выходные дни.

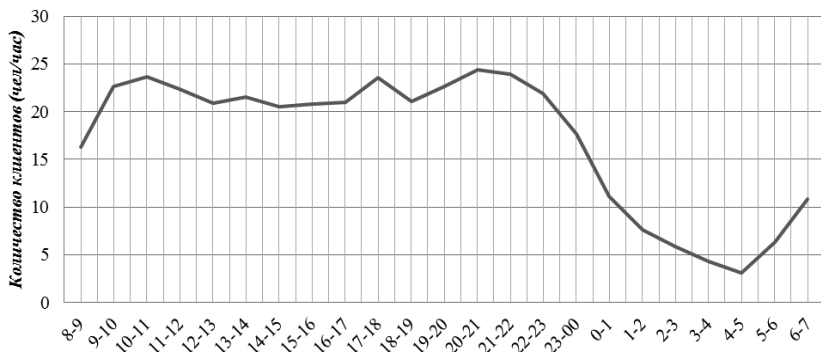


График 2. Среднее распределение интенсивности поступления клиентов на ТРК АЗС/К в будние дни

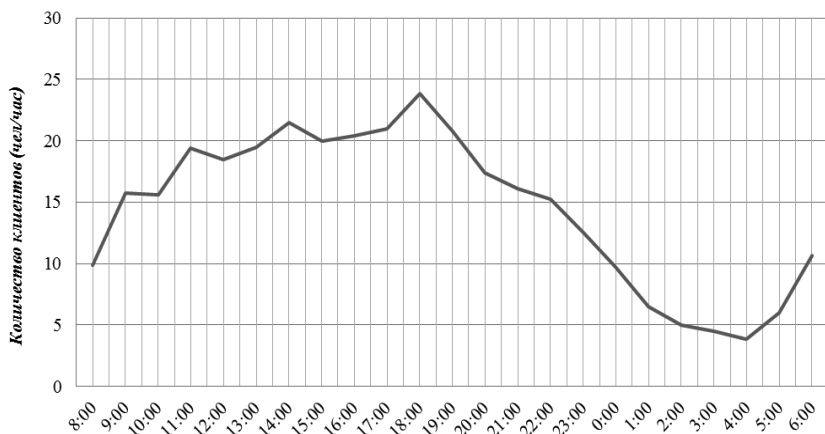


График 3. Среднее распределение интенсивности поступления клиентов на ТРК АЗС/К в выходные дни

Вертикальными линиями на графиках выделены зоны максимальной интенсивности.

В будние дни это периоды с 8.30 до 12.30, с 17.00 до 22.00. В выходные дни с 16.00 до 20.00.

Именно в указанные периоды на АЗС/К возникают максимальные скопления очередей, в результате чего компания теряет потенциальных клиентов.

Используя полученные данные и методы теории массового обслуживания, мы определили вероятность образования очередей на АЗС (график 4) и вероятность простоя операторов-заправщиков (график 5) при различной интенсивности поступления клиентов на колонки АЗС от 1 до 30 человек в час.

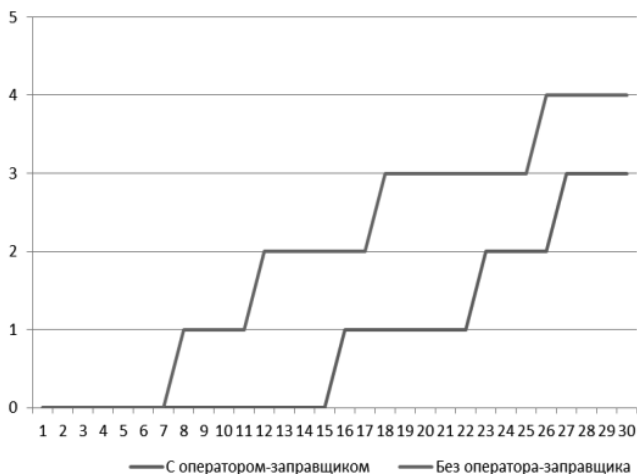


График 4. Среднее число клиентов в очереди на ТРК

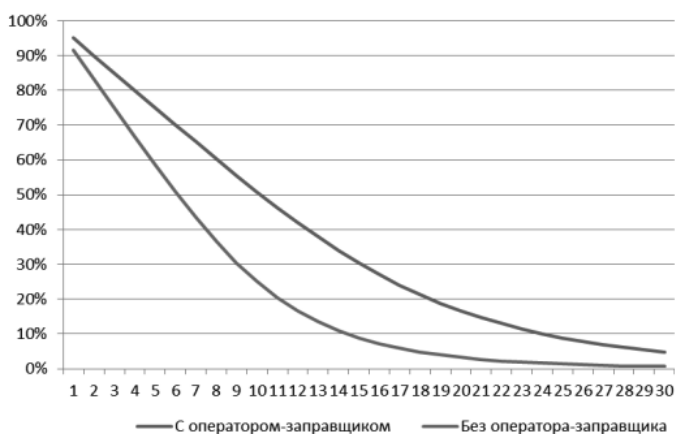


График 5. Вероятность простоя ТРК без клиентов

Анализируя возрастание очереди в зависимости от интенсивности график 3, следует отметить, что очередь по 3 автомобиля на каждую колонку АЗС без участия заправщика будет образовываться уже при интенсивности от 17 клиентов в час, и Компания будет терять до 72 % проехавших мимо клиентов. Если в данный период привлечь оператора-заправщика, то очередь сократится до 1 клиента на колонку, что позволит нам избежать потери клиентов.

На основании полученных результатов создана матрица коэффициентов загруженности колонок на АЗС/К в черте города, в зависимости от времени суток и дней недели.



Данный научный подход и методы были преобразованы и автоматизированы в Microsoft Office Excel, что позволило сделать методику простой и нетрудоёмкой в применении.

В итоге разработана следующая методика расстановки операторов-заправщиков:

1. Выявление группы АЗС/К, расположенных в черте города.
2. Месячный товарооборот по каждой АЗС/К необходимо разделить на количество ее колонок, так как матрица коэффициентов построена для одной колонки.
3. Ввести полученные данные в автоматизированную форму.
4. Анализ полученных результатов следует определять по столбцу «Интенсивность» в соответствии с табл. 1.

Таблица 1

Критерии определения количества операторов-заправщиков на АЗС

Интенсивность	Количество операторов-заправщиков
$0 <= I <= 6$	В заправщике нет необходимости
$7 <= I <= 12$	1 заправщик на каждые 4 ТРК
$13 <= I <= 16$	1 заправщик на каждые 3 ТРК
$17 <= I <= 25$	1 заправщик на каждые 2 ТРК
$26 <= I$	1 заправщик на каждую ТРК

Например, если интенсивность в определенный период времени, находится в интервале от 17 до 25 клиентов в час, то в такие периоды необходим 1 оператор-заправщик на каждые 2 ТРК АЗС, и т.д.

Рассмотрим предложенную методику на конкретном примере: АЗС № 127, ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт» г. Краснодар.

Среднемесячный товарооборот данной АЗС составляет 874 тонны, проведя все описанные выше процедуры, на выходе получаем следующее распределение интенсивности, которое представлено на табл. 2.

Из табл. 2 видно, что по факту количество заправщиков, работающих на данной АЗС постоянно, и равно 3. Это, согласно разработанной методике, не является необходимым условием для максимально качественно обслуживания клиентов.

Так например, в ночное время суток с 1.00 до 6.00 часов, достаточно присутствие на АЗС одного оператора-заправщика. В будние дни с понедельника по среду — часы максимальной загруженности образуются с 9.00 до 13.00 и с 15.00 до 23.00. В эти периоды необходимо присутствие 4-х операторов-заправщиков на АЗС. В четверг и пятницу загруженность на АЗС максимальная — присутствие 4-х операторов-заправщиков необходимо с 9 до 23 часов. В выходные дни максимальная интенсивность образуется во второй половине дня, поэтому наличие 4-х заправщиков необходимо с 13.00 до 20.00.

Определив расстановку заправщиков на АЗС № 127 согласно представленной таблице, Компании удастся в полной мере удовлетворить спрос в часы максимальной загруженности, что приведет к увеличению пропускной способности и позволит избежать затрат на содержание заправщиков в часы минимального спроса.



Таблица 2

Прогнозный расчет интенсивности поступления клиентов на АЭС № 127 г. Краснодар

Ин-тервал (час)	Товарооборот (литр) / Количество клиентов за смену (чел/час)													
	Понедельник		Вторник		Среда		Четверг		Пятница		Суббота		Воскресенье	
	И	Р/Д	И	Р/Д	И	Р/Д	И	Р/Д	И	Р/Д	И	Р/Д	И	Р/Д
7-8	20	3 2	21	3 2	19	3 2	25	3 2	25	3 2	14	3 2	14	2 2
9-10	32	3 4	30	3 4	31	3 4	30	3 4	30	3 4	24	3 2	17	2 2
10-11	30	3 4	30	3 4	31	3 4	32	3 4	32	3 4	22	3 2	19	2 2
11-12	29	3 4	29	3 4	28	3 4	30	3 4	30	3 4	23	3 2	22	2 2
12-13	26	3 4	29	3 4	26	3 4	31	3 4	31	3 4	24	3 2	21	2 2
13-14	25	3 2	25	3 2	24	3 2	27	3 4	27	3 4	28	3 4	27	2 4
14-15	25	3 2	24	3 2	25	3 2	26	3 4	26	3 4	29	3 4	28	2 4
15-16	26	3 4	27	3 4	27	3 4	29	3 4	29	3 4	24	3 2	22	2 2
16-17	26	3 4	26	3 4	29	3 4	30	3 4	30	3 4	30	3 4	27	2 4
17-18	28	3 4	26	3 4	29	3 4	29	3 4	29	3 4	26	3 4	26	2 4
18-19	26	3 4	28	3 4	27	3 4	29	3 4	29	3 4	31	3 4	32	2 4
19-20	26	3 4	28	3 4	31	3 4	31	3 4	31	3 4	26	3 4	28	2 4
20-21	30	3 4	30	3 4	32	3 4	33	3 4	33	3 4	22	3 2	24	2 2
21-22	32	3 4	32	3 4	31	3 4	36	3 4	36	3 4	22	3 2	21	2 2
22-23	26	3 4	26	3 4	28	3 4	27	3 4	27	3 4	20	3 2	20	2 2
23-00	15	3 2	16	3 2	13	3 2	22	3 2	24	3 2	16	3 2	16	2 2
0-1	14	3 2	13	3 2	13	3 2	21	3 2	21	3 2	11	3 1	15	2 2
1-2	9	3 1	7	3 1	7	3 1	8	3 1	8	3 1	8	3 1	9	2 1
2-3	12	3 1	7	3 1	6	3 1	5	3 1	7	3 1	8	3 1	5	2 1
3-4	3	3 1	5	3 1	5	3 1	4	3 1	5	3 1	8	3 1	4	2 1
4-5	4	3 1	4	3 1	5	3 1	4	3 1	5	3 1	6	3 1	4	2 1
5-6	6	3 1	7	3 1	10	3 1	11	3 1	11	3 1	8	3 1	8	2 1
6-7	17	3 2	14	3 2	16	3 2	18	3 2	18	3 2	14	3 1	14	2 2



Экономический эффект

Экономический эффект от введения данной методики при расстановке операторов-заправщиков складывается за счет повышения пропускной способности АЗС/К в часы пик, и рассчитывался на основании розничной сети АЗС ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт» в Краснодарском крае.

На часы с наибольшей интенсивностью приходится до 54 % всего товарооборота АЗС/К.

При добавлении заправщика в часы с наибольшей интенсивностью пропускная способность одной колонки АЗС вырастает в 2 раза, то есть определенная критическая очередь, сократится с 4 до двух 2 автомобилей, что согласно анкетированию является допустимой очередью для 75 % автомобилистов.

Сейчас при равномерном распределении персонала штат операторов-заправщиков на АЗС/К ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт» варьируется от 3 до 12 человек на одну АЗС, при этом одновременно работают не более 3-х операторов, что приводит к снижению пропускной способности как минимум 1 колонки в часы пик (так как на анализируемых АЗС/К расположено по 4 колонки). То есть, организовав работу заправщиков, так чтобы в часы максимальной интенсивности работало по заправщику на колонку, мы увеличим пропускную способность на 25 %, что приведет к увеличению товарооборота высокопроходимых АЗС/К на 10,1 %

Если данной возможностью воспользоваться на 33 % (Доля ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт» на розничном рынке нефтепродуктов Краснодарского края). То в целом реализация высокопроходимых АЗС/К увеличится на 3,3 %.

Общество располагает 26 шт., высокопроходимыми АЗС, товарооборот которых составляет 182,1 тыс. тонн. в год. Применение данной методики принесет увеличение товарооборота на 6 тыс. тонн в год ($182,1 \cdot 3,3\% = 6$ тыс. тонн.)

В результате чистая прибыль Общества увеличится на 20,2 млн.руб. в год (расчет сделан на основании ожидаемых данных 2013 г.).

$$(5800-1576) \cdot 6000 \cdot 0,8 = 20,2 \text{ млн руб.}$$

Заключение

В результате разработана методика эффективной расстановки операторов-заправщиков на АЗС/К в зависимости от товарооборота и временного фактора. В данной работе на основе общих подходов определены качественные и количественные данные, позволившие получить оценку эффективности работы операторов-заправщиков.

В работе произведена оценка эффективности работы операторов-заправщиков на АЗС/К, основывающаяся на теории массового обслуживания. В данном случае, оценка эффективности определялась как доля увеличения пропускной способности АЗС/К, за счет сокращения времени обслуживания клиентов.

Разработанная методика внедрена и используется в ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт» для составления эффективных графиков и оптимального количества операторов заправщиков на АЗС. В тоже время является эффективным инструментом на этапе бизнес планирования.



Выбор оптимального процесса переработки бензинов каталитического крекинга с целью получения продукции, отвечающей требованиям Евро-5

Д. В. Климов, А. С. Напалков

ОАО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод»

В работе рассмотрен вопрос снижения содержания серы в бензинах каталитического крекинга FCC. В процессе работы было установлено, что содержание серы в целевом продукте каталитического крекинга согласно базовому проекту не соответствует нормам «Евро-5». Для снижения данного показателя рассмотрены основные технологии, направленные на снижение содержания серы. Наиболее оптимальной из них является процесс сорбционной очистки, ввиду наличия целого ряда преимуществ и отсутствия весомых недостатков.

Во многих регионах мира нефтеперерабатывающая промышленность стоит перед проблемой, касающейся новых более жестких стандартов на качество топлив при одновременном изменении спроса на них. Особенно быстро меняются спецификации на дорожные бензины и дизельные топлива, заставляя нефтеперерабатывающие предприятия вкладывать средства в строительство новых установок или реконструкцию существующих мощностей. Что же касается России, то Правительство РФ приняло в качестве закона технический регламент Минпромэнерго России «О требованиях к бензинам, дизельному топливу и отдельным горюче-смазочным материалам» (далее Технический регламент), устанавливает новые требования к качеству выпускаемых моторных топлив.

Таблица 1

Основные показатели качества моторных топлив по Техническому регламенту

Стандарт	Год введения	Показатели качества бензинов				Показатели качества дизельных топлив	
		Октановое число ИМ	Содержание бензола, % об.	Содержание ароматических у/в, % мас.	Содержание серы, ppm	Плотность при 15 °С, кг/м ³	Содержание серы, ppm
Евро-3	2011	85,95	1	42	150	820–845	350
Евро-4	2012	85,95	1	35	50	820–845	50
Евро-5	2014	85,95	1	35	10	820–845	10

Анализ проблемы

Дополнительной причиной необходимости ускорения внедрения производства дизельных топлив по стандарту Евро-5 на Сызранском НПЗ является то, что в настоящее время заканчивается строительство



магистральных нефтепроводов «Кстово — Ярославль — Кириши — Приморск» (направление «Север») и «Сызрань — Грушевая» (направление «Юг»). Одним из условий транспортировки топлива по этим трубопроводам является его соответствие требованиям стандарта Евро-5.

В табл. 2 представлены материальные балансы установок каталитического крекинга 43–102 и FCC.

Таблица 2

Сравнение материальных балансов

Наименование нефтепродуктов	Показатели 43–102		Показатели FCC	
	тыс т/год	% масс.	тыс. т/год	% масс.
Взято:				
Сырье (вакуумный газойль)	332,5	100	100	1150
Итого:	332,5	100	100	1150
Получено:				
Бензин	84,23	24,88	57	655,5
Легкий газойль	138,54	42,12	10,35	119,025
Сумма светлых	222,77	67	67,35	774,525
Тяжелый газойль+к. о.	72,81	21,73	2,55	29,325
Сухой газ	29,77	9,12	2,84	32,66
Газ жирный	–	–	21,51	247,365
Кокс + потери	7,15	2,15	5,75	66,125
Итого:	332,5	100	100	1150

Из приведенных в табл. 2 данных можем сделать следующие выводы:

Выход светлых продуктов каталитического крекинга по отношению к загружаемому сырью больше в случае псевдоожиженного слоя катализатора, поэтому глубина переработки нефти при использовании данного крекинга будет в несколько раз выше.

Селективность процесса по отношению к конечному продукту (высокооктановому бензину) будет выше.

Примечание: В материальном балансе бензин каталитического крекинга установки Г-43–102 взят как нестабильный, поэтому выход светлых продуктов завышен.

Сравним качество получаемых продуктов установок 43–102 и FCC:



Таблица 3

Сравнительный анализ бензинов каталитического крекинга установок Г-43–102 и FCC и требований предъявляемых к товарным бензинам

Наименование	Евро-4	Евро-5	43–102	FCC
Массовая доля серы, не более	50	10	29	29
Объемная доля бензола, не более	1,0	1,0	0,6	0,9
Октановое число, не менее: моторный метод исследовательский метод	85 95	85 95	78 88	80,7 92
Содержание ароматических УВ, не более	35	35	13	30
Содержание олифатических УВ, не более	18	18	23	45

Из приведенных в табл. 3 параметров можно сделать вывод о том, что бензины каталитического крекинга FCC имеют много непредельных углеводородов, поэтому обладают высокими октановыми числами. Благодаря этому они могут являться компонентами товарных бензинов и снижать содержание ароматических углеводородов, в том числе и бензола. Однако высокое содержание серы не соответствует уровню требований Евро-5 (10 ppm), поэтому необходимо рассмотреть возможность применения ряда технологий для снижения этого показателя.

**Гидроочистка вакуумного газойля,
сырья установок каталитического крекинга**

Снизить содержание серы в бензинах каталитического крекинга можно путем реализации процесса гидроочистки вакуумного газойля, предусматривающего остаточное содержание серы в вакуумном газойле 200 ppm. Программой развития Сызранского нефтеперерабатывающего завода предусмотрено строительство установки гидроочистки вакуумного газойля — производительностью 2,18 млн т/год. Если принять во внимание тот факт, что в бензине при каталитическом крекинге получается приблизительно 10 % серы от суммарного содержания серы в вакуумном газойле, содержание серы в бензине будет на уровне 20 ppm. Дальнейшее снижение серы до 10 ppm возможно и компаудированием товарных бензинов. Если учесть тот факт, что приблизительно 40 % в товарных бензинах — это бензины каталитического крекинга, а остальные 60 % — бензины каталитического риформинга, изомеризации и аликилирования с содержанием серы 0,5 ppm, то содержание серы в конечном продукте будет:

$$0,4 \times 20 + 0,5 \times 0,6 = 8,3 \text{ ppm.}$$

Этот показатель соответствует требованиям Евро-5. Однако как показывает практика, система неустойчива к изменению технологических параметров и любое изменение может повлиять на снижение качества получаемых продуктов. Также если учитывать тот факт, что содержание серы в нефти постоянно увеличивается, то таких показателей можно и не достичь, что подтверждается опытом других НПЗ.



Гидроочистка бензинов каталитического крекинга

Поможет снизить содержание серы в бензинах каталитического крекинга только гидроочистка бензинов. Однако высокое давление водорода приведет к протеканию процесса гидрирования непредельных углеводородов, что даст высокие октановые числа (ОЧ). Рассмотрим технологии гидроочистки бензинов с сохранением ОЧ.

Технология разделения бензинов каталитического крекинга на две части (легкую и тяжелую), с последующей гидроочисткой тяжелой. Процесс Prime G и Prime G+ (Axens).

Сущность данного процесса состоит в разделении бензинов каталитического крекинга на легкую и тяжелую часть.

Рассмотрим диаграмму состава бензинов каталитического крекинга.

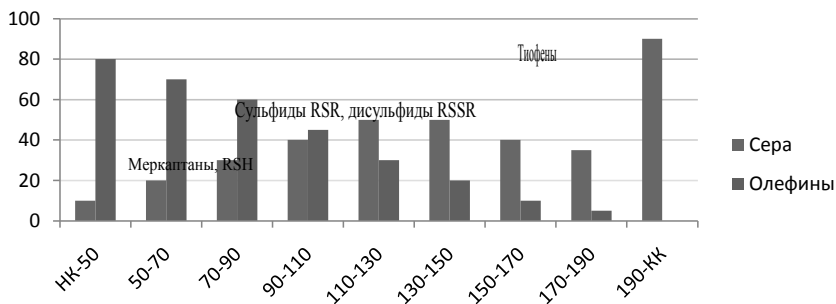


Рис. 1. Диаграмма состава бензинов каталитического крекинга FCC

Из представленной диаграммы видно, что наиболее трудно удаляемые сернистые соединения находятся в тяжелой части, которая и подвергается гидроочистке. Данная технология обеспечивает низкое содержание серы (от 10 до 50 ppm), однако имеет существенные недостатки: высокие потери октанового числа (до 4 пунктов), низкую мобильность, а также постоянную зависимость предварительной ректификации от состава сырья.

Экстракционное выделение серосодержащих соединений. Процесс GT Desulf (GT Technology Inc.)

Основой технологии является разделение различных типов серосодержащих соединений, олефинов ароматики, с тем, чтобы каждую фракцию далее очищать наиболее эффективным способом. Наиболее легкие сернистые соединения (такие как меркаптаны) легко удаляются из потока дешевыми способами — щелочной промывкой или экстракцией. Для удаления тиофеновых компонентов лучше всего применять процесс экстракции, в котором происходит отделение серы и ароматики от олефинов. Наиболее тяжелые сернистые соединения, которые находятся в рафинате, эффективно удаляются гидроочисткой. Стоит отметить, что



схема внедрения процесса GT Desulf может варьироваться в зависимости от направления переработки нефти на предприятии. Преимуществами данной технологии являются получение продуктов с низким содержанием серы, а также возможность применения технологии в широком диапазоне содержания серы в сырье. Существенным недостатком данной технологии является потеря октанового числа (1,5–2 пункта) и необходимость высокой четкости экстракции и ректификации, в следствии чего высокие капитальные и эксплуатационные затраты.

Сорбционная очистка бензинов каталитического крекинга в псевдооживленном слое катализатора. Процесс S-Zorb (Phillips Petroleum Company)

Рассмотрим химизм процесса сорбционной очистки:

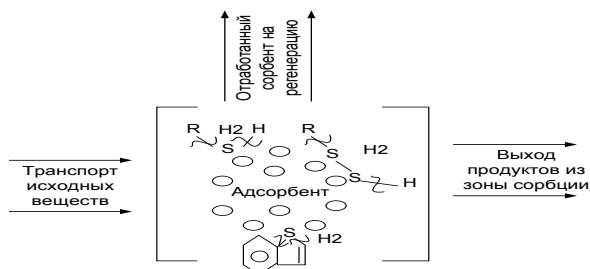


Рис. 2. Химизм процесса сорбционной очистки

В данном процессе очистка протекает в присутствии водорода, но свободный сероводород не образуется, а сера оседает на сорбенте. Сопоставление эффективности гидроочистки и гидроадсорбционной очистки представлено ниже:

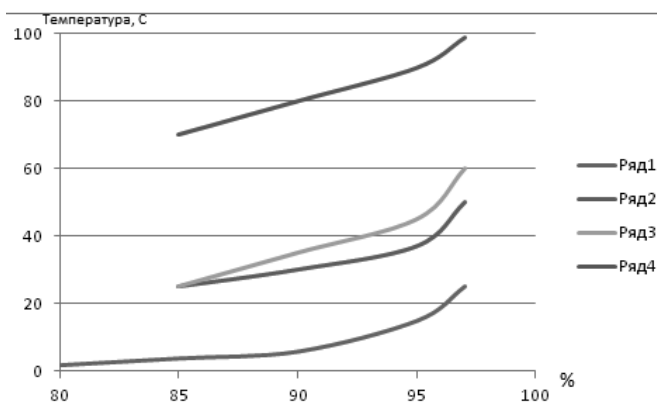


Рис. 3. Сопоставление гидроочистки и гидроадсорбционной очистки:
1 — обычное гидрообессеривание; 2, 3 — селективное гидрообессеривание;
4 — сорбционная очистка



Процесс протекает в реакторе с кипящим слоем сорбента. Реактор соединен с регенератором, регенерация сорбента производится постоянно, что обеспечивает его постоянную активность. Исходный бензин, смешанный с водородом, испаряется в сырьевой печи и вводится в нижнюю часть реактора. При прохождении паров бензина через слои сорбента сера остается на сорбенте, а пары очищенного бензина уходят из верхней части реактора на дальнейшую обработку. Сорбент с поглощенной серой передается в регенератор, где сера окисляется воздухом в SO_2 . Газ из регенератора может быть подан на установку Клауса или переработан другим способом.

В реакторе с кипящим слоем обеспечивается равномерное распределение температуры и сохраняется постоянная активность сорбента в течение всего пробега. Сорбент постоянно регенерируется, поэтому накопление кокса не отмечается. В мире существуют две промышленные установки (г. Боргер и г. Ферндейл), базирующиеся на применении этого процесса. Также проводились испытания на пилотной установке с использованием различного вида сырья. Результаты представлены в табл. 4:

Таблица 4
Сопоставление результатов работы установок очистки S-Zorb

Показатель	НПЗ г. Боргер	НПЗ г. Ферндейл	Пилотная установка
Свойства сырья			
Пропускная способность сырья (тыс. т/год)	750	750	0,14
Содержание серы в сырье, ppm	300	1500	218
Свойства продукта			
Содержание серы в продукте, ppm	10	10	14
Выход продукта, %	>99,9	>99,9	>99,9
Степень очистки от серы, %	94,4	99,3	93,6
Изменение упругости паров по Рейду	нет	нет	нет
Изменение ОЧ, (ОЧИМ+ОЧММ) /2	<0,3 (0,1)	<1,0	0,1
Технологические параметры процесса			
Температура в реакторе, °C	400	450	413
Давление в реакторе, МПа	0,93	1,5	1,06
Объемная скорость подачи сырья	8,0	8,0	6,0

Рассмотрим принципиальную технологическую схему процесса (рис. 4). Исходное сырье смешивается с потоком водорода. Газосырьевая смесь нагревается в теплообменнике и подогревателе и вводится в дно псевдооживленного слоя сорбента реактора. Сорбент удаляет сернистые соединения из испарений.

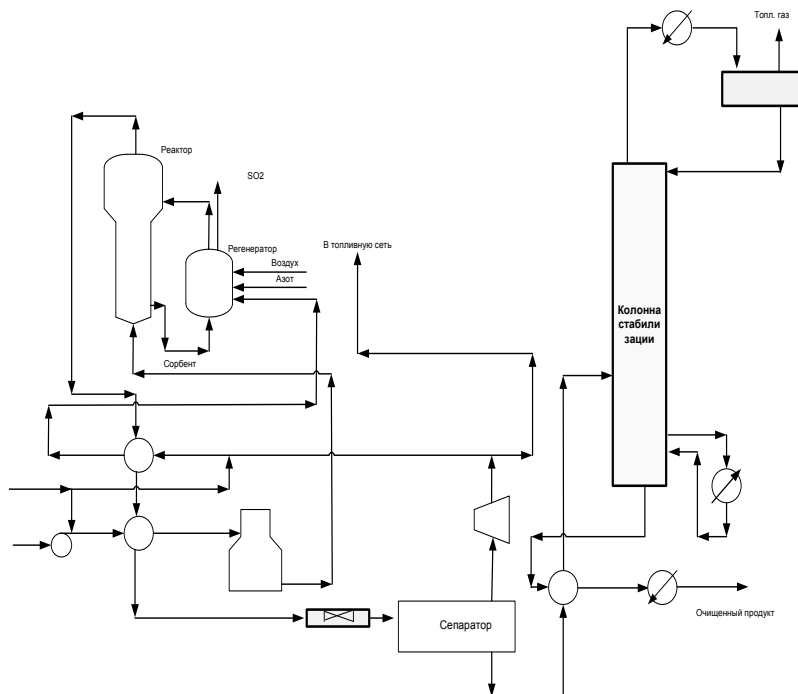


Рис. 4. Технологическая схема процесса S-zorb (Уменьшение содержания серы в продуктах ККФ. Дж. Вандер Лаан. Нефтегазовые технологии. № 6 2006 г.)

Данная технология обладает существенными преимуществами, а именно:

1. Гибкость процесса в зависимости от состава сырья.
2. В сырье процесса также возможно включение бензинов установок замедленного коксования и термокрекинга гудрона.
3. Обеспечивает низкое содержание серы.
4. Сорбент не отравляется азотсодержащими соединениями.
5. Схема позволяет вводить малые количества катализатора (до 5 %) для протекания реакций изомеризации и селективного гидрокрекинга.

Поскольку процесс сорбционной очистки наиболее перспективен, то авторы данной работы предлагают внести процесс в инвестиционную программу развития завода.

Расчёт экономической эффективности

Проект характеризуется следующими показателями:

$$NPV = 81 \text{ тыс. \$}; IRR = 100\%; DPP = 4,3 \text{ года.}$$



При этом основная выручка произойдет за счет экономии МТБЭ, поскольку в других процессах происходит существенная потеря октанового числа (до нескольких пунктов), в процессе S-zorb потеря октанового числа минимальна.

В данном проекте для расчета экономической эффективности инвестиций использовался наиболее распространенный динамический метод оценки эффективности — метод дисконтированной (приведенной) стоимости. Критериями являются следующие показатели эффективности: Эффективность проекта характеризуется сроком окупаемости, который показывает время, в течение которого чистая прибыль и амортизационные отчисления от реализации проекта покроют капиталовложения.

Учитывая неравномерность денежного потока в начале и конце расчетного периода (а также в течение всего периода строительства и эксплуатации) при оценке эффективности инвестиций используется методика дисконтирования затрат и получаемых результатов. Таким образом, экономическая эффективность в конечном результате будет выглядеть так:

Наименование	Показатели
Чистая прибыль, тыс \$	35 000
Чистая приведенная стоимость, тыс.\$	989
Сарехs, тыс.\$	57 124
Орех, тыс. \$	292
Внутренняя норма рентабельности,%	100
Период окупаемости, лет	4,2

Заключение

В работе рассмотрен вопрос ввода в эксплуатацию установки каталитического крекинга FCC и возможные проблемы. Рассмотрен вопрос дальнейшей реализации продуктов. Было также установлено, что для решения проблемы покрытия теплотой сгорания кокса теплового баланса реакторно-регенераторного блока необходимо добавлять тяжелый остаток в сырье каталитического крекинга, при этом есть риск увеличения содержания серы в продуктах.

Рассмотрены варианты снижения серы в бензинах каталитического крекинга. Для условий Сызранского НПЗ проблема является актуальной, поскольку в 2014 г. необходимо ввести комплекс FCC в технологическую схему завода. Предлагается внедрить процесс S-zorb для очистки бензинов каталитического крекинга до остаточного содержания серы 10 ppm.



Расход теплоты при обогреве труб теплоспутниками

И. Ю. Колесник

ООО «РН»-УфаНИПИнефть»

Рассматривается теплообмен внутри теплоизоляционной конструкции продуктопровода с греющим трубопроводом-спутником. Делается попытка оценить составляющие этого процесса. При спутниковом обогреве часть тепла теряется в окружающую среду, в связи с чем возникают естественные вопросы: какова доля этих потерь, каков полезный эффект, какова доля этого полезного эффекта.

Задачи предлагаемого исследования: получить удобный метод расчета; оценить процессы теплопередачи в изоляционном кожухе; обеспечить возможность сравнения теплоспутникового и электрического обогрева трубопроводов.

Описание метода

За основу алгоритма взят инженерный метод, основывающийся на теории подобия. Теплотепери вычисляются по известной формуле

$$Q = k \cdot F \cdot (t_1 - t_2), \quad (1)$$

где k — коэффициент теплопередачи, $\text{Вт}/\text{м}^2\text{С}$, F — площадь поверхности теплообмена, $(t_1 - t_2)$ — разность температур, $^{\circ}\text{С}$.

Коэффициент теплоотдачи определяется по параметрическим уравнениям, связывающим числа подобия. Формулы коэффициентов теплопередачи через плоскую и цилиндрическую поверхности выведены теоретически и имеют вид

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{\text{в}}} + \sum \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_{\text{н}}}}, \quad (2)$$

$$k = \frac{\pi}{\frac{1}{\alpha_{\text{в}} \cdot d_{\text{в}}} + \frac{1}{2 \cdot \lambda} \cdot \ln \frac{d_{\text{в}}}{d_{\text{н}}} + \frac{1}{\alpha_{\text{н}} \cdot d_{\text{в}}}}, \quad (3)$$

где $\alpha_{\text{в}}$, $\alpha_{\text{н}}$ — коэффициенты теплоотдачи на внутренней и наружной поверхностях соответственно, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{С})$; δ_i — толщина изоляции, м; λ_i — коэффициент теплопроводности материала изоляции, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{С})$; $d_{\text{в}}$, $d_{\text{н}}$ — наружный и внутренний диаметры рассматриваемой поверхности, м.

Наличие спутника изменяет геометрию сечения, для этого случая теоретических формул нет, определение площади поверхности тоже несколько усложняется. Идея метода — представить процесс как сумму элементарных, теоретически описанных: через плоскости и дуги окружностей. Выделены 5 характерных направлений переноса тепла: от продуктопровода через изоляцию наружу (Q_1); из замкнутого пространства внутри теплоизоляционного кожуха к поверхности продуктопровода (Q_2); от поверх-

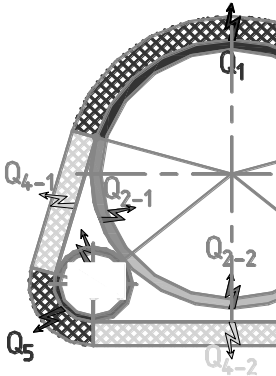


Рис. 1. Составляющие переноса теплоты в кожухе

ности спутника внутрь кожуха (Q_3); из кожуха через изоляцию наружу (Q_4); от спутника через изоляцию наружу (Q_5). Баланс представлен на рис. 1.

В [1] рекомендуется предусматривать зазор между спутником и изоляцией, величиной 10 мм. В зависимости от количества спутников и наличия зазора рассмотрены варианты расчетной схемы, представленные на рис. 2.

Для расчета величин теплообмена между воздухом в кожухе и трубами и между воздухом и окружающей средой (сквозь кожух) необходимо знать температуру в кожухе. Три перечисленные величины связаны уравнением баланса (закона сохранения в этом кожухе). Из этого уравнения выражается температура в кожухе

$$Q_3 = Q_2 + Q_4 \Rightarrow t_4 = \frac{k_3 \cdot F_3 \cdot t_{ст} + k_2 \cdot F_2 \cdot t_{прод} + k_4 \cdot F_4 \cdot t_{но}}{k_3 \cdot F_3 + k_2 \cdot F_2 + k_4 \cdot F_4}, \quad (4), (5)$$

где k_i , F_i , t_i — коэффициент теплоотдачи, площадь и температура i -й поверхности, обращенной в замкнутое пространство кожуха. Форма этого выражения может меняться в зависимости от количества составляющих баланса кожуха, конструкции кожуха.

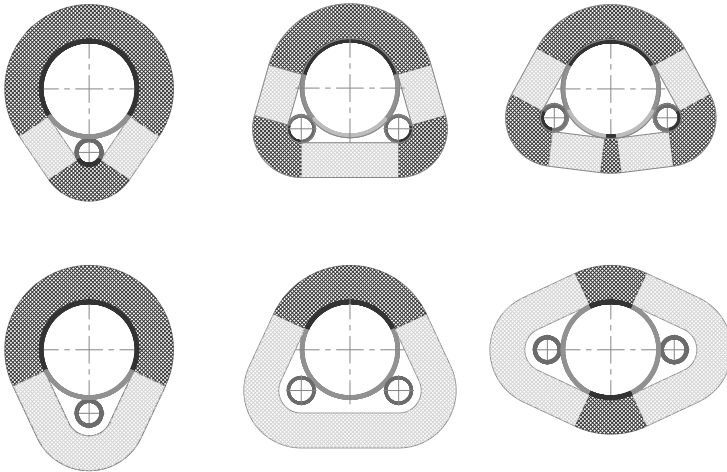


Рис. 2. Варианты сечения теплоизоляционной конструкции

Баланс теплоточков в воздушном пространстве в кожухе схематично показан на рис. 3.



По величине тепловых потоков, отдаваемых или воспринимаемых трубопроводом, можно судить об изменении его температуры. По величине баланса тепла продуктопровода можно сделать вывод о том, достаточна ли мощность нагрева (размер спутника).

Алгоритм реализован на MS VisualBasic. Рабочее окно представлено на рис. 4.

Данный расчетный модуль позволил проанализировать изменение параметров и составляющих теплообмена при изменении влияющих факторов, что в свою очередь дало возможность выявить некоторые закономерности, характерные для теплоспутникового обогрева. В результате были построены следующие зависимости.

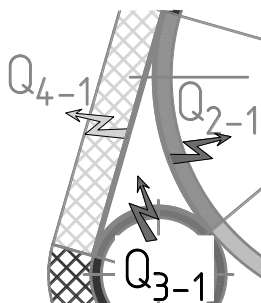


Рис. 3. Составляющие теплового баланса изолированного воздушного объема в кожухе

Form1			
Диаметр спутника, мм	32	коэф-т теплоддачи от спутника к воздуху в кожухе, Вт/кв.м ² С	19,96
Дн продуктопровода, мм	114	коэф-т теплоддачи от воздуха к продуктопроводу, Вт/кв.м ² С	14
Коль-во спутников	один	коэф-т теплоддачи от воздуха ко внутр.пов-ти изоляции, Вт/кв.м ² С	12
Расст-е мду спутниками, мм		коэф-т теплоддачи снаружи, Вт/кв.м ² С	35
Угол мду спутниками, град		Тепло,отдаваемое спутником,Вт/лм	93,58188
Заэр мду сптнки и изляци, мм	10	Тепло,отдаваемое сптнкм в кожух,Вт/лм	93,58188
температура снаружи, С	-43	Тепло, воспринимаемое прдктом, Вт/лм.м	78,35729
температура продукта, С	5	Баланс тпла, получаемого и теряемого продуктом,Вт/лм	66,46799
температура теплоносителя, С	95	Сумм.теплопотери конструкции, Вт/лм	27,11389
теплопров-ть изоляции, Вт/м ² К	0,045	Доля воспрнимаемого тепла от отдаваемо	83,73126
толщина изоляции, мм	60	Доля воспрнимаемого от потерь	288,9932
		Температура в пазухе, С	48,36292
		Температура под продуктопроводом, С	
		Наружный периметр кожуха, м	0,7971172
		Площадь сечения изоляции, кв.м	0,0365173
		Button1	

Рис. 4. Вид рабочего окна

Заключение

1. Считаю важной особенностью разбиение поверхности теплообмена по геометрическому признаку. Анализ упрощается, но температурные поля тоже разделяются на области, что в реальности невозможно.
2. Реализованный метод расчета позволяет оценить техническую эффективность спутникового обогрева, может быть использован для экономического анализа.

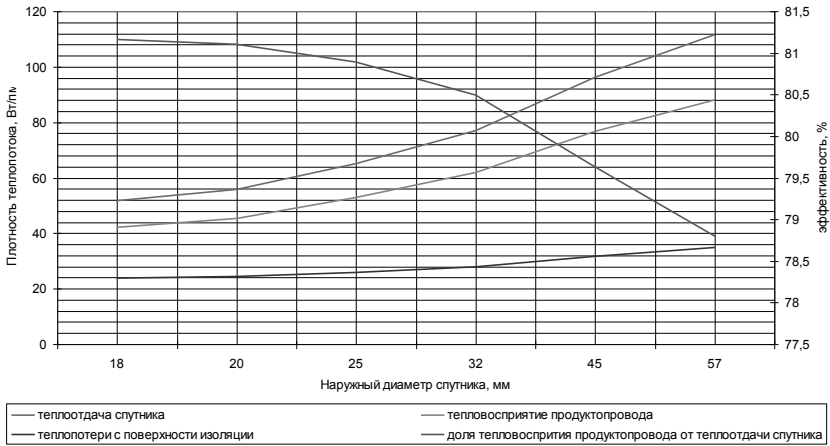


Рис. 5. Зависимость величин теплоточков от диаметра продуктопровода при постоянном диаметре спутника

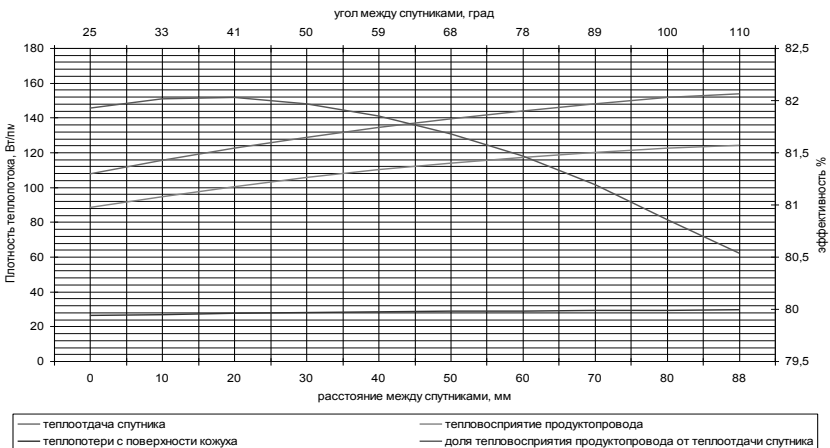
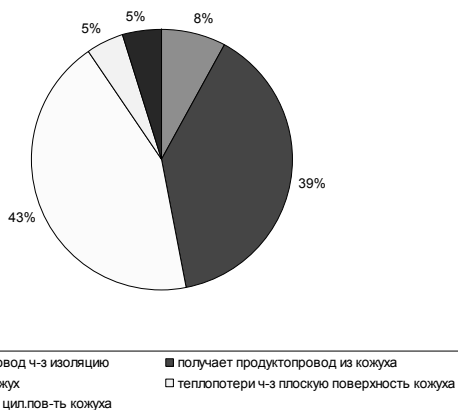


Рис. 6. Зависимость величин теплоточков от угла между спутниками

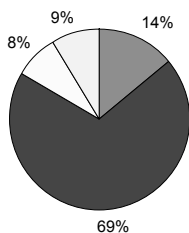
- Предложенный метод, будучи доработан и усовершенствован, может применяться для анализа теплопотерь при совместной прокладке трубопроводов в общей изоляции, как это, например, представлено на рис. 9.
- Количество и допустимая длина спутников определяются теплоотдачей и гидравлическим сопротивлением. Более полное понимание процесса позволит выбрать наиболее правильные режим и параметры обогрева.



Рис. 7. Составляющие теплового баланса кожуха при температуре наружного воздуха -43°C , температуре теплоносителя 95°C , температуре продуктопровода 5°C и толщине изоляции 60 мм при отсутствии зазора



Соотношение полезно используемого тепла и потерь (114+1х32, без зазора)



Соотношение полезно используемого тепла и потерь (114+1х32, зазор 10 мм)

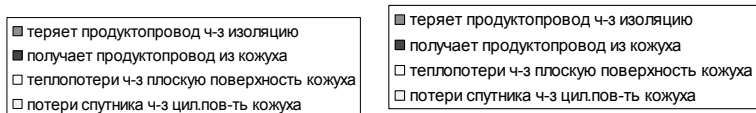
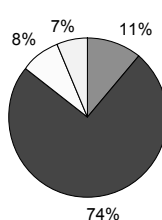


Рис. 8. Соотношение между теплотокками в кожухе при температуре наружного воздуха -43°C , температуре теплоносителя 95°C , температуре продуктопровода 5°C и толщине изоляции 60 мм при наличии или отсутствии зазора

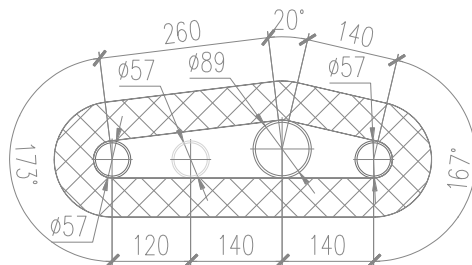


Рис. 9. Совместная прокладка трубопроводов в общей изоляции



Внедрение системы мониторинга прохождения очистного устройства

Ф. А. Колотов

Малоистокское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

В настоящее время Малоистокское ЛПУМГ эксплуатирует 1,5 тыс. км газопроводов. Внутритрубная диагностика (далее — ВТД) проведена уже более чем на 560 км магистральных газопроводах и газопроводах-отводах. В ближайшие годы планируется провести обследование еще 720 км газопроводов.

Принимая во внимание большое количество газопроводов и учитывая план график проведения ВТД, очевиден вывод: ВТД требует значительных финансовых и временных затрат, поэтому автоматизация данного процесса приведет к сокращению этих затрат.

На данный момент при проведении ВТД существуют следующие проблемы:

- 1) значительные трудозатраты в связи с необходимостью выставления постов для определения местонахождения очистного устройства и дефектоскопа;
- 2) сложность диагностики используемых существующих устройств;
- 3) не во всех проектах телемеханизации предусмотрен монтаж датчиков прохождения;
- 4) существующие системы дороги и сложны для монтажа из-за необходимости установки непосредственно на трубопровод, прокладка кабеля и подачи питания.

В рамках работы проведен сравнительный анализ устройств мониторинга очистных устройств, используемых в ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», таких как СПРА и МДПС. Данные устройства дороги, требуют напряжений питания и значительных затрат на монтаж.

Учитывая характеристики эксплуатируемых сигнализаторов прохождения очистного устройства, можно сделать вывод, что данные устройства имеют ряд недостатков, ограничивающих их применение, таких как:

- высокая стоимость оборудования;
- наличие напряжения питания 220В, которое, не всегда есть на трассе газопровода;
- необходимость проведения монтажных работ при установке данных приборов на трубопровод, прокладка кабелей;
- нарушение изоляции газопровода.

Целью работы является разработка и внедрение системы мониторинга прохождения очистных устройств и дефектоскопов с использованием системы телемеханики.

Задачами работы являются:

1. Дать характеристику существующим устройствам.
2. Провести комплексный анализ состояния и показателей работы сигнализаторов прохождения.
3. Обосновать необходимость внедрения системы мониторинга прохождения очистного устройства.



4. Раскрыть основные направления, мероприятия и рекомендации по разработке и внедрению данной системы.
5. Рассчитать экономический эффект внедрения системы мониторинга прохождения очистного устройства.

С целью решения данных проблем предлагается при проведении ВТД использовать разработанное устройство, которое позволит осуществлять мониторинг прохождения очистных устройств из диспетчерской без затрат на монтаж, оно дешевле существующих устройств и не требует напряжения питания 220В, которое не всегда имеется на линейном кране.

Описание системы мониторинга прохождения очистного устройства

Система мониторинга прохождения очистного устройства состоит из датчика прохождения очистного устройства, модуля телеизмерения и пульта управления.

На рис. 1 изображена структурная схема системы мониторинга прохождения очистного устройства с использованием системы линейной телемеханики «Магистраль-2».

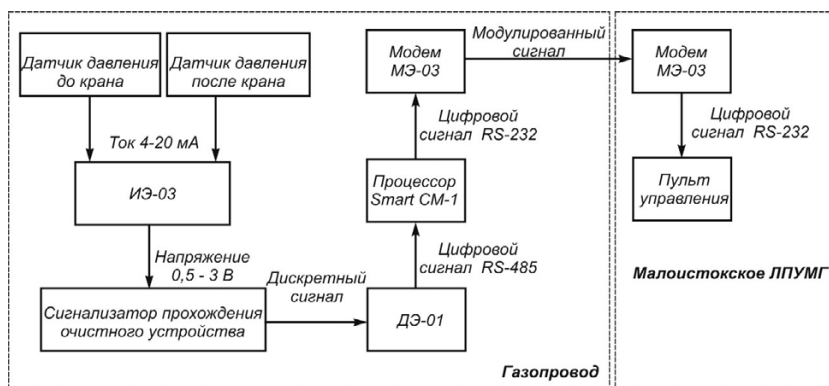


Рис. 1. Структурная схема системы мониторинга прохождения очистного устройства

Выходной унифицированный сигнал датчиков давления до и после линейного крана — ток 4–20 мА подается на вход модуля измерительного элемента ИЭ-03, представляющего из себя аналого-цифровой преобразователь (АЦП) и входящего в состав системы телемеханики «Магистраль-2». Падение напряжение на резисторах модуля ИЭ-03 подается на вход сигнализатора прохождения очистного устройства. Дискретный сигнал о прохождении поршня подается на вход дискретного модуля ДЭ-01. Цифровой сигнал с модуля ДЭ-01 опрашивает модуль CM-1 по интерфейсу RS-485.

Полученная информация через модем МЭ-03 передается на пульт диспетчера Малоистокского ЛПУМГ с установленным ПО «Зонд».

Была разработана и изготовлена печатная плата для предлагаемого устройства (рис. 2), размер и разъемы соответствуют стандартному мо-



дулю системы линейной телемеханики «Магистраль-2» для интеграции в систему. Данное устройство было собрано и опробовано во время ВТД на газопроводе-отводе к г. Ревда. Кроме того, разработанный сигнализатор может работать и с другими системами телемеханики.

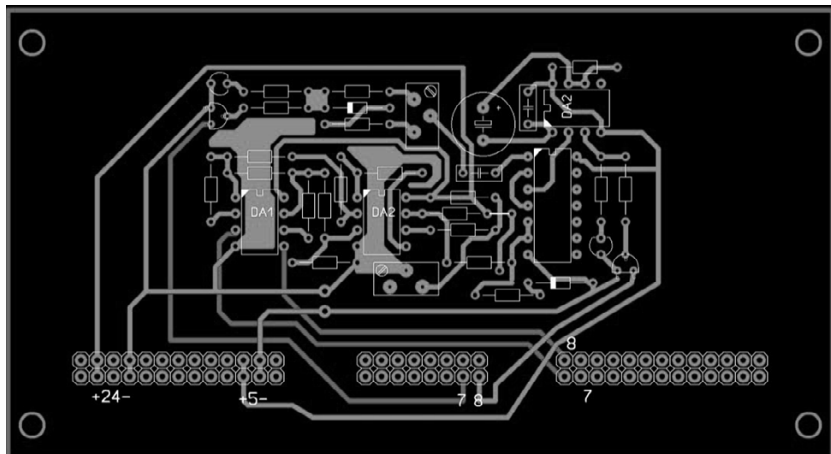


Рис. 2. Печатная плата сигнализатора прохождения очистного устройства

Существует возможность использования сигнализатора без системы телемеханики. На практике была опробована схема работы с подключением сотового телефона к выходу сигнализатора. При прохождении очистного устройства происходит вызов диспетчеру и руководителю работ.

Внедрение предлагаемой системы дает существенный экономический эффект за счет снижения трудозатрат на проведение ВТД и обеспечивает оперативный и эффективный мониторинг за очистным устройством из диспетчерской.

Выбор технологии подготовки газа на примере Нефтекумской УОПГ ООО «РН-Ставропольнефтегаз»

А. А. Коршунов
ООО «РН-Ставропольнефтегаз»

Основное назначение объекта «Установка очистки и подготовки газа (УОПГ)» является:

1. Подготовка попутного нефтяного газа до требований СТО Газпром 089–2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия».
2. Повышение показателя уровня использования ПНГ по ООО «РН-Ставропольнефтегаз».



Основной задачей проекта **является выбор наиболее эффективной технологии подготовки газа на Нефтекумской УОПГ для:**

- доведения качества газа до требований СТО 089–2010;
- повышения уровня использования попутного нефтяного газа по ООО «РН-Ставропольнефтегаз»;
- применения экономически эффективной технологии подготовки газа для Нефтекумской УОПГ.

Для решения поставленных задач требовалось провести сравнение и выбор технологии подготовки попутного нефтяного газа для УОПГ ООО «РН-Ставропольнефтегаз»

В существующей системе транспорта газа ООО «РН-Ставропольнефтегаз» объем добываемого попутного нефтяного газа, поступающего с месторождений на УПСВ «Головной», «Зимняя ставка», «Озек-Суат» составляет 101 млн м³/год (данный объем составляет 92% от всего добываемого газа по Обществу). Газ с УПСВ подается в газопровод низкого давления и далее поступает на прием КБКС. Технологические мощности КБКС на данный период времени не позволяют перекачать данный объем газа в систему ГТС ОАО «Газпром».

В связи с этим существует следующий ряд рисков:

1. Рост экологических платежей за вредные выбросы и не использование ПНГ, согласно постановлению Правительства № 7 от 08.01.2009 г.
2. Отказ от приема газа со стороны ОАО «Газпром» по причине несоответствия газа требованиям СТО 089–2010 и, как следствие, ежемесячное 20% удержание объема газа, сдаваемого в ГТС «Газпром».
3. Отсутствие технологических мощностей компримирования всего объема газа, поступающего с УПСВ и, как следствие, сжигание газа на факелах.

К существующей системе компримирования газа относится Камыш-Бурунская компрессорная станция, предназначенная для перекачивания попутного нефтяного газа в двух направлениях:

1. Транспортирование газа на собственные нужды объектов ООО «РН-Ставропольнефтегаз».
2. Транспортирование газа в газотранспортную систему ООО «Газпром трансгаз Ставрополь».

ПНГ с УПСВ «Головной», «Зимняя Ставка», «Озек-Суат» подается в приемные сепараторы для очистки от капельной влаги и механических примесей. Далее газ подается в приемный коллектор газомотокомпрессоров 10ГКН низкого давления. Компримирование производится в две ступени. Скомпримированный газ с давлением от 0,8 до 1,2 МПа проходит очистку от капельной влаги и механических примесей в межступенчатых газосепараторах и поступает в приемный коллектор газомотокомпрессоров 10ГКН высокого давления. Скомпримированный газ с давлением до 5,5 МПа проходит очистку от капельной влаги и механических примесей в газосепараторах и подается в ГТС «Газпром».

Газомотокомпрессорное оборудование КБКС находится в эксплуатации с 1967 г. и в настоящее время выработало свой моторесурс. Этим объясняются многочисленные отказы по основному и вспомогательному



оборудованию. Для поддержания оборудования в работоспособном состоянии необходимы большие капитальные затраты. За 2011 г. для проведения капитального ремонта газомотокомпрессоров 10 ГКН № 7 и № 9 было затрачено 49,491 млн.руб. Для проведения текущих ремонтов основного и вспомогательного оборудования затраты составили 11,771 млн.руб. На 2012 г. для проведения капитального и текущего ремонта оборудования предусмотрено финансирование в объеме 50,67 млн.руб.

Начиная с 2012 г., в Обществе запланировано бурение нефтяных скважин и согласно расчетам с 2013 г. добыча ПНГ будет увеличиваться и достигнет своего максимума (112,8 млн м³) в 2014 г. Однако техническое состояние существующей Камыш — Бурунской компрессорной станции не позволит перекачать весь расчетный объем газа и достичь планового показателя по уровню использования ПНГ 95 %. Для увеличения коэффициента использования газа по Обществу необходимо произвести полную реконструкцию существующей системы подготовки и транспортировки газа. На сегодняшний день оборудование по подготовке ПНГ и доведения газа до качества СТО 089–2010 в ООО «РН-Ставропольнефтегаз» полностью отсутствует. Наиболее трудной задачей в проекте является подбор технологии подготовки ПНГ.

Для выбора технологии подготовки попутного нефтяного газа к рассмотрению предлагаются следующие варианты:

1. Адсорбция.
2. Низкотемпературная конденсация.
3. Низкотемпературная сепарация.
4. Технология мембранного разделения газа.

Адсорбционный способ применяется, в основном, для подготовки тоших газов. Для жирных газов применять этот метод нецелесообразно, т.к. ввиду большого количества поглощенных углеводородов требуется значительное количество газа регенерации, которое может быть сопоставимо с объемами поступающего на подготовку газа или превышать их. Использование силикагелей более приоритетно в процессе подготовки газа к транспорту, т.к. в этом случае достигается соответствие требованиям по точке росы и по углеводородам.

Недостатками применения данной технологии являются:

- Большое количество используемого оборудования и сложность технологической схемы, что влечет за собой высокую стоимость проектно-изыскательских работ (ПИР) и строительно-монтажных работ (СМР), не считая стоимости оборудования.
- Большие эксплуатационные затраты (энергозатраты, длина межблочных соединений, оборудование системами пожаротушения, ремонт).
- Большие капитальные вложения при строительстве.

Преимуществами применения данной технологии являются:

- Достижение требований СТО 089–2010.

В основу процесса НТК положен метод изобарного охлаждения газа до температуры начала конденсации воды и тяжелых углеводородов. Охлаждение нефтяного газа предполагается вести до температуры «минус 20°С» при абсолютном давлении до 5,5 МПа. Для предотвращения образования гидратов в процессе охлаждения нефтяного газа предусмотрен



впрыск ингибитора гидратообразования (метанола) перед рекуперативными теплообменниками и испарителем секции НТК.

Недостатками применения данной технологии являются:

- Применение большого количества хладагента.
- Преимуществами применения данной технологии являются:
 - Соответствие конечного продукта требованиям СТО 089–2010.
 - Низкие капитальные вложения (в сравнении с рассматриваемыми вариантами).
 - Средняя металлоемкость.
 - Низкие энергозатраты.

Главным отличием применения технологии НТС от вышеприведенного варианта в том, что здесь вместо пропановой холодильной установки используется физический эффект изменения температуры газа за счет изменения давления.

Недостатками применения данной технологии являются:

- Большие эксплуатационные затраты.
- Монтаж дополнительного компрессорного оборудования.
- Высокие капитальные затраты за счет высокого давления, при котором эксплуатируется основное технологическое оборудование.
- Наличие сложного технологического оборудования.

Преимуществами применения данной технологии являются:

- Достижение требований СТО 089–2010.

Предлагаемая мембранная технология подготовки газа основана на растворимости и диффузии газов в полимере.

При разделении попутных газов мембранным методом метан всегда концентрируется в остаточном потоке. Углеводороды C_{3+} , сероводород, диоксид углерода, пары воды концентрируются в пермеате. В зависимости от свойств газоразделительного слоя мембраны этан может концентрироваться как в остаточном потоке, так и в пермеате.

Движущей силой процесса мембранного газоразделения является перепад парциальных давлений газов. Перепад давлений на мембране влияет как на производительность (чем выше перепад, тем больше производительность), так и на селективность процесса разделения. Снижение отношения давлений исходного потока и пермеата всегда приводит к снижению разделительной способности мембраны, причём особенно сильно этот эффект может проявляться при наличии в составе разделяемой смеси легкоконденсируемых компонентов (в нашем случае это углеводороды C_{4+}).

Увеличение производительности мембранного блока достигается использованием параллельной схемы расположения унифицированных модулей в пределах одной разделительной стадии (в мембранном блоке)

Преимуществами применения данной технологии являются:

- Низкая металлоемкость.
- Низкие эксплуатационные затраты.
- Низкие капитальные вложения при строительстве.
- Мобильность — возможность использования данного оборудования в рамках будущего УОПГ.
- Высокая эффективность подготовки газа.
- Полная автоматизация оборудования.



Недостатками применения данной технологии являются:

- Несоответствие конечного продукта требованию СТО089–2010 по компонентам CO_2 .

Наиболее выгодными технологиями очистки и подготовки газа являются НТК и технология мембранного разделения газа. Интегрировав мембранную газоразделительную установку в комплекс Нефтекумской УОПГ и совместное применение данных технологий позволяет решить поставленные задачи, а также позволяет не приостанавливать эксплуатацию УОПГ на время вывода на ППР установки НТК.

Данное технологическое решение является наиболее выгодным и с экономической точки зрения. Срок окупаемости данного проекта составит 7,9 лет, а накопленный дисконтированный поток до 2030 года составит 1110,2 млн.руб.

В результате проведенного сравнения принята технология низкотемпературной конденсации и мембранного разделения газа с капитальными вложениями 750,7 млн руб. без НДС.

Технология низкотемпературной конденсации позволяет:

- Обеспечить подготовку газа по качеству до уровня СТО 089–2010 и снять 20 % удержание объемов сдаваемого газа в ГТС ОАО «Газпром».
- Снизить покупку топливного газа для ГМК на 25 тыс.м³/сут.
- Достигнуть уровня использования ПНГ равного 95 % в 2014 г.

Технология гидроизомеризации бензолсодержащей фракции с повышением октанового числа

И. С. Косырев

ОАО «АНПЗ ВНК», г. Ачинск

Необходимость улучшения качества автомобильных бензинов в России связана с ростом потребления высокооктановых бензинов и повышением экологических требований к ним. В первую очередь это относится к ограничениям в составе бензинов бензола и суммы ароматических углеводородов.

При этом, последние изменения от 7 сентября 2011 г. в Технический регламент «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту» снимают ограничения по октановому числу для выпускаемых автобензинов. Стоит отметить, что для решения поставленных задач перед нефтеперерабатывающей отраслью проводится необходимая модернизация. Модернизация должна проводиться с повышением глубины переработки за счет полной переработки мазута с повышением количества моторных топлив.

Важнейшей задачей для отрасли является снижение выпуска низкосортных продуктов, особенно прямогонной нефти, поставляемой на экспорт.

В настоящее время компонентами для производства автобензина по ГОСТ Р 51866–2002 на Ачинском НПЗ являются следующие компоненты:



- Риформат тяжелый (куб колонны К-202).
- Риформат легкий (боковой погон колонны К-202).
- Прямогонная бензиновая фракция (боковой погон колонны К-104).
- Изопентановая фракция.
- Изомеризат.
- Фракция С7 и выше.
- Фракция нормального бутана.
- Фракция изобутановая.
- Газовый бензин. Фракция С5 и выше (кубовый продукт К-402).
- Высокооктановая добавка (МТБЭ + ММА).

Исходя из существующих производственных возможностей определен оптимальный компонентный состав для приготовления бензина Премиум Евро-95 (АИ-95–4 класс, АИ-95–5 класс.

Таблица 1

Состав для компаундирования бензина Премиум Евро-95

№ п/п	Наименование компонентов	Октановое число (И.М.)	Ароматические углеводороды% об.	Бензол% об.	Массовый% компонента
1	Риформат тяжелый	96,5	67,5	0,3	51,1
2	Изомеризат	88	0	0	18,3
3	Фракция изопентана	91	0	0	6,5
4	Фракция С7 и выше	73	0	0	2,4
5	Фракция изобутановая	101	0	0	1,8
6	Фракция н-бутана	94	0	0	1,9
7	Боковой погон К-202	74	19,2	7,7	6,5
8	Боковой погон К-104	64	1,1	0,4	3,6
9	Высокооктановая присадка МТБЭ	117	0	0	8,0

Как видно из приведенной таблицы, вовлечение бокового погона К-202 ограничено ввиду высокого содержания бензола. Для снижения содержания ароматических углеводородов в топливо добавлен боковой погон К-104, имеющий более низкое октановое число. Потеря октанового числа в данном случае компенсируется вводом высокооктановой присадки МТБЭ (либо смеси ее с ММА- монометиланилином). Однако стоимость высокооктановых присадок довольно высока, что ведет к удорожанию конечного продукта.

Анализ существующих технологий процесса риформинга позволяет остановиться на двух основных вариантах снижения концентрации бензола в риформатах:

- предфракционирование, которое сводится к удалению бензолобразующих компонентов из сырья процесса за счет повышения температуры начала кипения до 95–100 °С;
- постфракционирование, заключающееся в выделении концентрата бензола из риформата, который подлежит дальнейшей переработке.



Предфракционирование сырья риформинга с целью снижения доли бензола в риформате имеет ограниченные возможности, так как часть бензола образуется в результате самого риформинга dealкилированием ароматических углеводородов. Кроме того, при предфракционировании снижаются ресурсы сырья для процесса риформинга, утяжеляется фракционный состав риформата, а также образуется избыток низкооктановой фракции 70–110 °С. Следовательно, эта прямогонная фракция, имеющая октановое число по ИМ 60–65 и содержащая около 1% масс. бензола и до 0,1% серы, также потребует в дальнейшем квалифицированной переработки. В настоящее время из сырья всех известных типов процессов изомеризации такое тяжелое сырье исключается, а при отсутствии установок изомеризации пентан-гексановых фракций суммарный потенциал низкооктановой фракции н.к. —85 °С может составлять около 50% масс. от всего потенциала прямогонного бензина, содержащегося в нефти.

В случае постфракционирования ректификацией из риформата извлекают легкую часть, обогащенную бензолом. Для доведения риформата с содержанием бензола менее 1% об. температура конца кипения отгоняемой бензолсодержащей фракции риформата должна составлять около 85 °С.

В частности, бензолсодержащая фракция 38–110 °С, выделенная из риформата в колонне К-202, содержит, % масс: парафины нормального строения-18,5; изо-парафины-58; нафтены — 4,9; бензол — 11; толуол — 7. Выход на риформат — 26,3% об. Это достаточно типичные состав и выход бензольной фракции при использовании в качестве сырья риформинга фр. 85–180 °С. Октановое число фракции риформата 38–110 °С довольно низкое: ИОЧ 74–78 пунктов.

Дальнейшее использование бензолсодержащей фракции для компаундирования даже низкооктановых бензинов нецелесообразно из-за высокой концентрации бензола.

Переработка легкой бензолсодержащей фракции возможна одним из следующих способов:

- экстракция бензола из катализата;
- алкилирование бензола олефинами;
- гидрирование бензола в циклогексан;
- гидроизомеризация бензола в метилциклопентан

Экстракция бензола растворителем из легкой части риформата позволяет получать ценный нефтехимический продукт. Основная проблема заключается в высоких капитальных и эксплуатационных затратах, поэтому экстракция бензола рентабельна при наличии мощности по риформингу оценочно в 1,5 млн т/год и выше или при имеющихся свободных мощностях по процессу экстракции.

Алкилирование бензола олефинами для снижения его содержания в риформатах или в легкой фракции риформата возможно при наличии на предприятии олефинового сырья.

Гидрирование бензола в циклогексан. Бензол, содержащийся в легкой фракции риформата, подвергают гидрированию до циклогексана на отдельной установке или в комплексе с установкой изомеризации пентан-гексановой фракции. Применяются различные схемы гидрирования бензола, однако их общим недостатком является снижение октанового числа продукта, которое может достигать нескольких пунктов.



Гидроизомеризация бензола в метилциклопентан. Отечественный процесс «Деболк», разработанный научно-производственной фирмой ОЛКАТ, заключается в селективной гидроизомеризации бензола, содержащегося в легкой части риформата, до метилциклопентана. При этом октановое число продукта не только не снижается, но и возрастает. В случае гидроизомеризации фр. н.к. —85 °С риформата это увеличение составляет 2–3 пункта.

Процесс осуществляют на катализаторе, содержащем платину на цеолите, при температуре 250–320 °С, давлении 2–3 МПа с рециркуляцией водорода. Высокая активность катализатора позволяет очищать продукт до остаточного содержания бензола 0,1–0,2% масс.

Была проведена разработка технологической схемы установки гидроизомеризации на основе данной технологии.

Фракция бокового погона К-202 поступает с установки риформинга в колонну К-1 для отделения фракции 85–110 °С. Выделение данной фракции необходимо для удаления толуола с октановым числом 112 по ИМ, который гидрируется до метилциклогексана, имеющего октановое число 72 по ИМ. Кубовый продукт объединяется с потоком тяжелого риформата, фр. н.к. —85 °С поступает в тройник смешения с водородосодержащим газом. После чего нагревается продуктами реакции в теплообменнике Т-1, в печи П-1 и поступает в реакторы гидроизомеризации Р-1 и Р-2, расположенные последовательно. В головном реакторе проходят, в основном, реакции гидрирования, во втором реакторе — изомеризации. В реактор Р-1 предусмотрена подача квенча для регулирования температуры. Газопродуктовая смесь отдает тепло в теплообменнике Т-1, охлаждается в холодильнике Х-1 и направляется в сепаратор С-1. Водородсодержащий газ поступает на прием компрессора ПК-1 и направляется в контур циркуляции. Продукты реакции — нестабильный гидроизомеризат направляется в стабилизатор К-2 для отделения газов С₁–С₄, образовавшихся в результате побочных реакций гидрокрекинга. С нижней части колонны выводится стабильный гидроизомеризат.

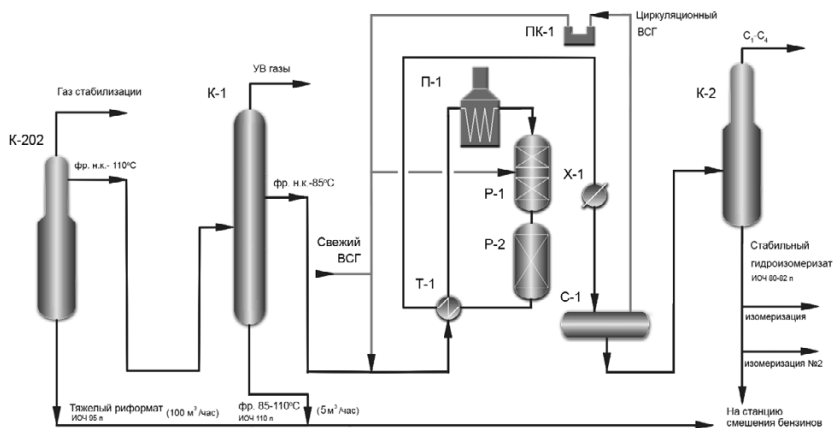


Рис. 1. Технологическая схема установки гидроизомеризации



Таблица 2

Основные параметры процесса

Давление, МПа	2,7–2,9
Температура, °С	260–310
Объёмная скорость подачи сырья, час ⁻¹	2–3
Кратность циркуляции ВСГ/сырьё, нм ³ /м ³	600–800
Потребление водорода	10% масс.

Таблица 3

Материальный баланс установки

Наименование сырья, продуктов	В расчёте, % масс.		Выход	
	общий	на сырьё	т/ч	тонн/год
Принято				
1. Лёгкая фракция риформата НК-85С	91,2	100	26	208000
2. ВСГ подпитка	9,8	12,1	2166	25168
Итого	100.0	112.1	20066	233168
Отработанный ВСГ				
1. Отработанный ВСГ	3,9	5,3	945	11024
2. Газ стабилизатора	6	6,1	1086	12688
3. Стабильная головка	2,1	2,1	386	4368
4. Стабильный гидроизомеризат	88.0	98,6	17650	205088
Итого	100.0	112.1	20067	233168

Основными реакциями процесса является гидрирование бензола до циклогексана (ОЧ 83п.) с дальнейшей его изомеризацией в метилциклопентан (ОЧ 91,3). Также происходит частичная изомеризация пентангексанов.

Основные характеристики гидроизомеризата:

1. Плотность при 20 °С, кг/м³ 680–700
2. Давление насыщенных паров, кПа 65–85
3. Фракционный состав
 - н. к. 37–42
 - 50% 75–80
 - к. к. 85–90
4. Углеводородный состав, % масс.
 - н-парафины 30–32
 - изо-парафины 43–45
 - нафтеновые 23–25
 - ароматические <0,2
5. Октановое число (ИМ) 78–80



Исходя из вышеуказанного состава компонента, было рассчитано увеличение возможного производства автобензинов.

Таблица 3

Изменение товарного баланса

Наименование	Существующий вариант, тонн	Вариант с учетом изменений, тонн	Отклонение	Стоимость, руб./т.	Прибыль, руб.
Автобензин Регуляр Евро 95	830389	902367	71978	19269	1386959615
Прямогонный бензин	338814	280614	-58200	8853	-515244600
Мазут М-100 III вида	263645	271445	7800	8453.	6593340.
Топливо на технологию	221694	219794	-1900		
в т.ч. жидкое	80488	72688	-7800		
в том числе газообразное	141206	147106	5900		
Потери безвозвратные	59273	60256	983		
Дополнительная выручка за год			39518		937648415

Содержание бензола в гидроизомеризате около 0,1 % об., что позволяет использовать его в качестве компонента бензинов, соответствующих требованиям Технического регламента.

Вовлечение гидроизомеризата в товарные бензины позволит увеличить объемы их производства на 71978 т/год.

Предлагаемый процесс гидроизомеризации с применением отечественной технологии и катализатора имеет высокую рентабельность, отличается умеренными параметрами процесса и может быть применен с учетом особенностей производства на других нефтеперерабатывающих заводах.

Автоматизированная система центровки насосных агрегатов

А. В. Котельников

ОАО «АНПЗ ВНК», г. Ачинск

Широкое распространение центробежные насосы получили в нефтеперерабатывающей промышленности. Их применение обусловлено удобством комбинирования с приводными электродвигателями, компактностью при больших подачах, достаточно высоким КПД. Применяемые для привода нефтяных насосов электродвигатели являются взрывозащищенными.

Наиболее важным для увеличения межремонтного пробега является повышение точности центровки электродвигателя относительно станины.



В последнее время всё большее распространение получает лазерное измерение соосности, которое при правильной эксплуатации значительно снижает трудозатраты на ремонт и наладку насосного оборудования. Принципиальной основой повышения точности центровки является точность регулирования опорных лап электродвигателя.

1. Актуальность проблемы

В 40% случаях, несоосность валов является причиной преждевременного износа насосного оборудования. По данным вибродиагностики, величина расцентровки валов насосных агрегатов, превышающая 0,1 мм, составляет около 90% из всех обследованных агрегатов. Таким образом, проблема несоосности валов агрегатов является одной из наиболее актуальных среди существующих неисправностей.

Выполнять и проверять центровку требуется на любом новом устанавливаемом оборудовании, после ремонтных работ, связанных с валами или подшипниками, перед запуском, если вибрация показывает признаки расцентровки, периодически на основном и критическом оборудовании.

Несоосность валов ведет к возникновению многих нежелательных последствий:

- повышенные нагрузки на подшипники электродвигателя и насоса, ведущие к преждевременному выходу их из строя;
- преждевременный износ уплотнений;
- преждевременный износ муфт и промежуточных валов;
- повышенная вибрация;
- преждевременный износ фундаментов;
- повышенные затраты времени на ремонт;
- преждевременный выход из строя оборудования;
- повышенное потребление энергии.

Нефтеперерабатывающее производство связано с перекачиванием большого объема жидких веществ, следовательно имеет большое количество насосных агрегатов. Например, общее количество насосных агрегатов цеха «Первичной переработки нефти» ОАО «АНПЗ» составляет 118 шт.

В настоящее время применяют компенсирующие муфты МК2. Компенсирующие свойства МК2 напрямую зависят от предельного состояния пластин — упругих элементов. Критерием отказа муфты является возникновение и развитие усталостных трещин в упругих элементах.

Ошибочно думать, что компенсирующие возможности муфт могут решить проблемы центровки. В паспорте на компенсирующую муфту МК2 производители указывают, что центровку производить с точностью, указанной в паспортных данных на насосный агрегат, и не снижают требования в зависимости от типа муфты.

Муфта МК2 не предназначена для постоянной работы в режиме расцентровки, а направлена на кратковременную компенсацию предельных смещений с целью сохранить комплектующие насосного агрегата, в частности подшипников. При применении МК2 и при грубой центровке, вибрационные характеристики будут заведомо выше допустимых норм параметров вибрации.



2. Информационные данные о центровке

Контроль точности центровки можно обеспечить различными методами. Это механический метод, метод лазерной центровки, метод обратных индикаторов. Большое распространение получают лазерные центровщики, которые при правильной эксплуатации значительно снижают трудозатраты на ремонт и наладку насосного оборудования.

В табл. 1 показана таблица допусков на центровку, она соответствует таблице в специальном стандарте по допускам, изданной IORS:2010 (Международная организация надежных стандартов). На НПЗ применимы нормы 70 мкм допустимой параллельной и угловой несоосности.

Таблица 1

Таблица допусков на центровку

Скорость вращения Об / мин	Угловая несоосность мм / 100мм		Параллельное смещение, мм	
	Отлично	Допустимо	Отлично	Допустимо
0–1000	0,06	0,10	0,07	0,13
1000–2000	0,05	0,08	0,05	0,10
2000–3000	0,04	0,07	0,03	0,07
3000–4000	0,03	0,06	0,02	0,04
4000–5000	0,02	0,05	0,01	0,03
5000–6000	0,01	0,04	<0,01	<0,03

Наиболее распространенными механизмами вертикальной корректировки электродвигателя являются — подъемные краны, лебедки, тали с дальнейшим регулированием положения с помощью подкладок из металлических пластин. Так же применяют самоустанавливающаяся опоры (рис. 1). Они обеспечивают установку роторного оборудования на различные фундаменты. Исключают возникновение «мягкой лапы» на протяжении жизненного цикла оборудования. Это когда одна или несколько точек опоры оказываются вне плоскости, на которую установлен электродвигатель.

В горизонтальной плоскости двигатель перемешают отжимными болтами на раме.

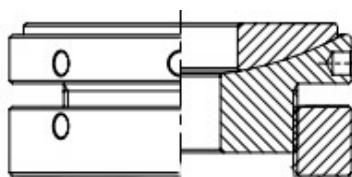


Рис. 1. Самоустанавливающаяся опора



3. Решение проблемы

Недостатком устройств перемещения и регулировки пространственного положения механизмов являются большие затраты на достижение точной центровки, что недопустимо во многих технологических процессах. Кроме того, вероятность попадания в соосность невелика.

Требуемую точность центровки можно достичь при использовании гидравлических домкратов. Известны различные устройства для позиционирования, включающие гидропривод, но которые не подходят в силу своих конструктивных особенностей для центровки насосных агрегатов.

Поэтому, на основе выбранного лазерного метода для автоматизации работ было разработано специальное устройство, обеспечивающее точную центровку.

Это устройство планируется эксплуатировать на насосных станциях, помещения которых отнесены к взрывопожароопасным, так как насосные агрегаты перекачивают легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ). Для создания потока масла в гидравлическом приводе предлагается использовать компактную насосную станцию с пневмоприводом, или ручную насос. После окончания процесса центровки заданное положение электродвигателя фиксируют, предпочтительно с помощью самовыравнивающихся опор, установленных под лапы эл.двигателя.

4. Назначение и состав автоматизированной системы центровки

Автоматизированная система центровки (АСЦ) насосных агрегатов разработана для повышения точности центровки и автоматизации процесса центровки.

Она предназначена для полноценной, точной центровки насосных агрегатов, к примеру НК560/335–180, НПС200/700. Систему предполагается использовать на Ачинском НПЗ. Подобных насосных агрегатов на заводе 234 шт.

АСЦ состоит из: компактной насосной станции с пневмоприводом НПСР-0,5И4–1-МРТ; системы распределения (электро-гидропреобразователь), системы домкратов, соединенных между собой рукавами высокого давления; вычислительно-управляющего блока (промышленный ноутбук); лазерной системы центровки валов. Насосная станция, электро-гидропреобразователь (система распределения, гидроклапаны и усилители сигналов), вычислительно-управляющий блок (ВУБ), дисплейный блок лазерной системы центровки, а так же ящик для ЗИП базируются на передвижной площадке.

5. Работа автоматизированной системы центровки

На рис. 2 представлена принципиальная схема АСЦ. На насосе установлены совмещенные домкраты вертикального ДВ и горизонтального ДГ перемещения при центровке. Под лапы электродвигателя установлены плавающие опоры. Насосная станция, клапаны и домкраты соединены рукавами высокого давления (РВД) в соответствии со схемой. На линии РВД установлен электромагнитный распределитель ЭМР. Лазерные датчики ДЛ 1, ДЛ 2 установлены на концы валов электродвигателя и насоса

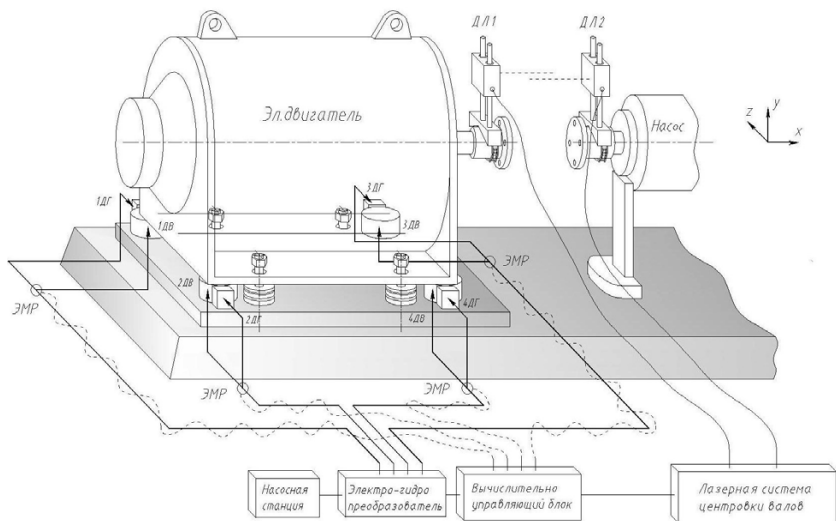


Рис. 2. Принципиальная схема автоматизированной системы центровки

На рис. 3 представлен общий вид автоматизированной системы центровки. Монтаж системы осуществляют с установки под каждой из лап электродвигателя сблокированных домкратов подъема и горизонтального перемещения, поз. 6. Электродвигатель установлен на опоры, гайки ослаблены. Устанавливают лазерные датчики. Пневмопривод насосной станции поз. 5 подключают к линии технического воздуха. Лазерной системой центровки поз. 2 производят процесс контроля несоосности валов. Далее включают насосную станцию, электрогидро-преобразователь поз. 4, вычислительно управляющий блок поз. 3. Запускают автоматизированную систему центровки. Происходит процесс позиционирования электродвигателя до соосности валов. Плавающие опоры выкручивают до упора в электродвигатель, гайки обтягивают. Домкраты и лазерные датчики демонтируют, укладывают в передвижную площадку, увозят в место хранения.

В напорную линию включен фильтр для обеспечения подачи очищенной рабочей жидкости к рабочим органам. Для подачи и слива рабочей жидкости используется одни и те же гидрелинии. Система снабжена манометром. Выбраны клапанные распределители, предусматривающие полное отсутствие утечек через регулирующие органы в любых положениях.

В взрывозащищенном корпусе электро-гидропреобразователя размещен блок питания усилителя сигнала, принимающего сигнал от ВУБ, размещены электромагнитные клапана распределения, подачи и слива рабочей жидкости гидросистемы.

У лазерной системы центровки имеется обмен с ПК посредством СОМ-порта (RS-232). Далее сигнал усиливается и передается на электромагниты клапанов, подачи и слива.

На ВУБ установлена разработанная программа управления клапанами. В зависимости от входных данных лазерной системы центровки,

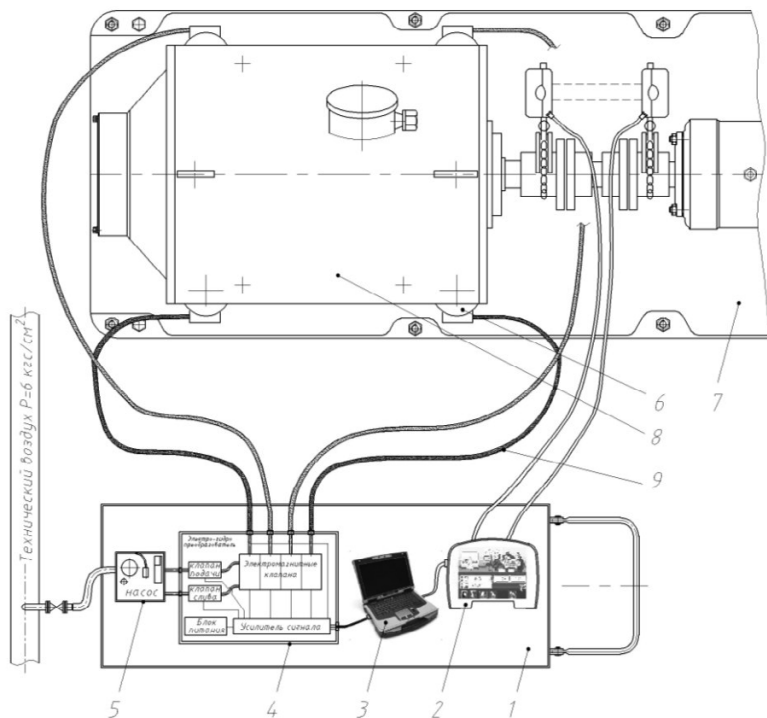


Рис. 3. Общий вид автоматизированной системы центровки насосных агрегатов

программа обрабатывает их и преобразует в управляющий сигнал соответствующего электромагнитного клапана, на рис. 4 изображена схема взаимодействия управления клапанами при перемещениях в вертикальной плоскости, аналогична схема и в горизонтальной плоскости.

В программе указывается тип электродвигателя, количество мкм на затяжку болтов, так же можно выполнить вертикальное и горизонтальное перемещение отдельно или произвести комплексное позиционирование, после окончания операций формируется и печатается отчет.

6. Принципиальная гидравлическая схема и схема управления клапанами

На рис. 4 гидросхема совмещена со схемой взаимодействия управления клапанами электро-гидропреобразователя и электромагнитных распределителей, частично указана схема работы вычислительно управляющего блока.

После позиционирования электродвигателя в вертикальной плоскости, происходит фиксация положения переключением электромагнитных распределителей, перевода в то же время заблокированный домкрат в режим горизонтального перемещения. Используя то же самое оборудование, производится горизонтальное позиционирование электродвигателя.

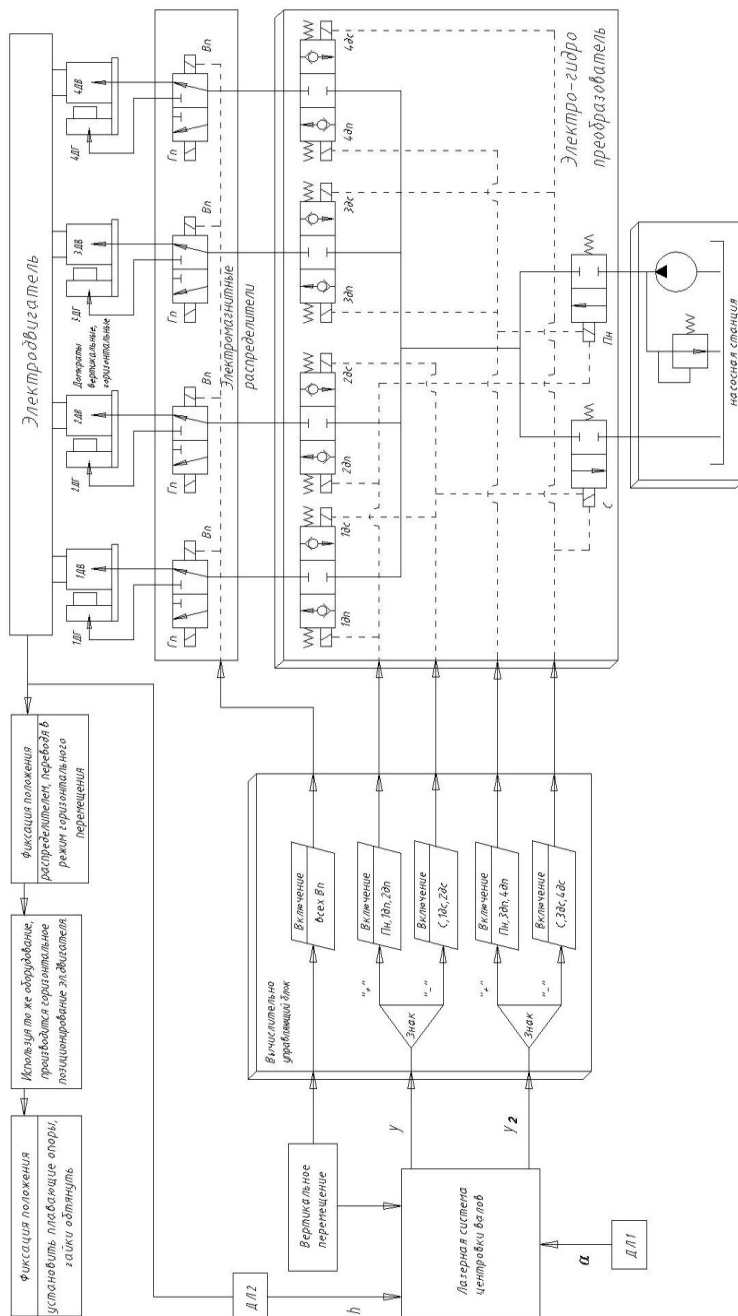


Рис. 4. Принципиальная гидравлическая схема автоматизированной системы центровки



7. Опытный образец системы центровки

Были спроектированы, изготовлены домкраты, распределитель и собраны в одну систему. Был проведен эксперимент на опытном образце системы центровки в вертикальной плоскости с ручной регулировкой и ручным приводом рис. 5, так как именно позиционирование в вертикальной плоскости является основной проблемой. Оформлен акт испытания на ОАО «АНПЗ ВНК», которым подтверждается, что данное устройство позволяет повысить точность центровки до 10 мкм, сократить время на центровку насосного агрегата, улучшить условия труда.

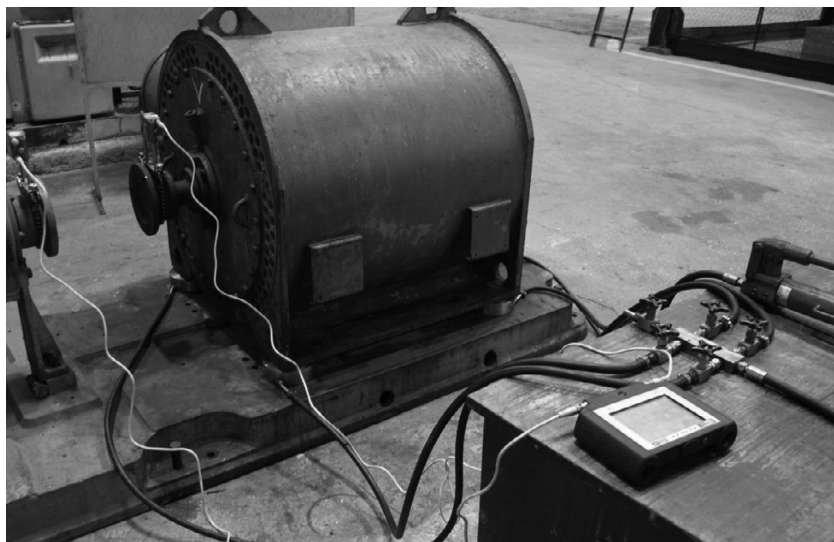


Рис. 5. Опытный образец системы центровки

8. Экономическая эффективность

Таблица 2

Расчет экономии от внедрения автоматизированной системы центровки насосных агрегатов на НПЗ

Показатели	Затраты, руб		Экономия, руб	
	Исходный метод	Предлагаемый метод	На 1 агрегат	На 234 агрегат
1. Расчет экономии электроэнергии	1 789 170	1 743 120	46 050	10 775 700
2. Расчет экономии на замене уплотнений	138	46	92	21 528
3. Расчет экономии на замене подшипников	2 280	764	1 516	354 744



Показатели	Затраты, руб		Экономия, руб	
	Исходный метод	Предлагаемый метод	На 1 агрегат	На 234 агрегат
4. Расчет экономии на сокращении времени обслуживания насоса	10 605	3 140	7 465	1 746 810
ИТОГО:			55 123	12 898 782
Приведенные затраты на изготовление и эксплуатацию				113 210
Годовой экономический эффект				12 785 572

При помощи АСЦ будет повышена точность центровки за более короткое время, тем самым, позволяя сократить сроки проведения ремонта, увеличить межремонтный пробег насосов, уменьшить расход электроэнергии электродвигателя.

Экономическая оценка разработанной АСЦ проводится на основе ряда показателей сравнительной экономической эффективности: годовые приведённые затраты на изготовление и эксплуатацию, годовой экономический эффект от использования нового изделия.

Годовой экономический эффект от внедрения АСЦ в производство для одного насосного агрегата будет складываться из годовой экономии на электроэнергию, экономии на замене уплотнений, на замене подшипников и экономии на сокращении времени обслуживания насоса, затраты на изготовление и эксплуатацию.

На Ачинском НПЗ количество насосов, на которых применима АСЦ, составляет 234 шт.

Заключение

Идеальная машина не должна создавать механических колебаний, так как в ней вся энергия должна превращаться в полезную работу. На практике при работе любых механических и электромагнитных систем возникают колебания, вызванные остаточным дисбалансом, отклонениями в элементах зацепления, зазорами, расцентровкой, что приводит к рассеиванию энергии в виде механических колебаний. Часто при диагностике механизмов уровни вибрации, вызванные расцентровкой, значительно превышают допустимые значения, хотя центровка выполнена согласно требованиям технической документации. И только после производства работ по центровке с точностью до 0,01–0,02 мм удаётся добиться снижения общего уровня вибрации до уровня допустимого для эксплуатации. Указанные отклонения в табл. 1 являются предельно допустимыми. Следует понимать, что в рабочем режиме оптимальным для механизма всё-таки является отклонение, близкое к нулю.

Благодаря использованию АСЦ достигается высокая точность центровки насосного агрегата. Экономический расчет подтверждает её целесообразность.



Исследование и совершенствование управления рекламной деятельностью в организации ООО «КРС СЕРВИС»

А. А. Кравцов, Е. А. Кравцов, С. С. Шмыгя

Научный руководитель — С. В. Кручинин

Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ФГБОУ ВПО ТюмГНГУ

Реклама сегодня прочно вошла в нашу жизнь. Высказывания о ней очень противоречивы. Многих она раздражает, появляясь посреди любимой теле- или радиопередачи, бросаясь в глаза повсюду — на улице, в транспорте, в различных заведениях. Услышать что-либо лестное о рекламе — большая редкость, даже от тех, кто в ней работает. В основном, негативные отклики относятся даже не к самому факту существования рекламы, а к «засилью» этой рекламой нашей жизни. Но как бы мы не относились к этому явлению, без него наше общество уже не может существовать.

В условиях рыночного хозяйства для успешной работы его субъектов особое значение приобретают глубокие знания рынка и способность умело применять современные инструменты воздействия на складывающуюся на нем ситуацию. Совокупность подобных инструментов и составляет основу маркетинга.

Актуальность данной темы обусловлена тем, что делового успеха не добиться, если не знать до тонкостей состояние и перспективы рынка, его важнейших сегментов, нужды и запросы потребителей в рамках целевого рынка. Необходимо создать товар с нужными потребительскими свойствами; посредством оптимальной цены донести до потребителя идею ценности товара; найти умелых посредников, чтобы товар оказался широкодоступным и хорошо представленным публике; рекламировать товар таким образом, чтобы потребители о нем знали максимум и захотели его приобрести.

В целях успешного дальнейшего развития бизнеса для каждой фирмы становится все более важной и необходимой разработка специальной рекламной программы, которая четко определяла бы основные положения рекламной политики фирмы, формулировала рекламные идеи, выделяла наиболее эффективные средства распространения рекламы, объемы и возможные варианты рекламных акций. Чтобы такая программа получилась удачной, приступая к ее разработке, рекламодатель должен сначала осуществить целый ряд маркетинговых мероприятий, некоторые из которых напрямую с рекламой не связаны, но именно их результаты должны послужить обоснованием рекламной программы, и помогут эффективному осуществлению рекламной деятельности.

При правильной организации реклама очень эффективна и способствует быстрой бесперебойной реализации продукции. Но для того, чтобы реклама работала, нужно разработать стратегию рекламной деятельности. Большая часть российских владельцев и управляющих предприятий склонны использовать единичные рекламные акции. Нередко они прибегают к ним в крайних случаях как к «скорой помощи» и ждут немедленных положительных результатов. Такой «кавалерийский» подход трудно назвать



рекламой в современном смысле слова и он вряд ли может принести ожидаемые «плоды» в виде увеличения сбыта продукции или услуг.

Учитывая тот факт, что реклама в нашей стране появилась совсем недавно, существует очень много вопросов, связанных с ней, и поэтому эта тема является сейчас чрезвычайно актуальной и обсуждаемой. И это действительно так, но не только потому, что для нас она является ещё малоизученной. В развитых странах тема рекламы является также горячо обсуждаемой и существует ряд вопросов, на которые до сих пор не существует однозначных ответов.

Источники рекламы на данный момент строго ограничены и рекламопроизводителям приходится искать все новые и новые пути для проталкивания своего бизнеса, даже самые оригинальные способы используются.

Таким, образом, с нашей точки зрения, необходим детальный анализ различных средств рекламы, методов ведения рекламной деятельности, а также ее эффективности.

Итак, в условиях развития рыночных отношений и повышения насыщенности потребительского рынка товарами и услугами рекламная работа приобретает новое значение. Правильное ведение рекламной деятельности ориентировано на перспективу и направлено не только на получение прибыли, но коммуникативный эффект, но и на удовлетворение нужд потребителей, является тем, к чему российским предприятиям следует стремиться. В этой связи важно не только копировать опыт зарубежных стран в этой области, но и разрабатывать свои рекламные технологии с целью повышения конкурентоспособности на местном, региональном и мировом рынках. Поэтому актуальность данной работы совершенствованию рекламной деятельности очевидна.

Целью — данной работы является совершенствование рекламной деятельности ООО «КРС СЕРВИС».

Поставленная цель обусловила необходимость решения круга взаимосвязанных задач:

1. Определить место рекламной деятельности в комплексе маркетинга.
2. Провести анализ проведенных ООО «КРС СЕРВИС» рекламных мероприятий и используемых рекламных продуктов.
3. Внести предложения по совершенствованию управления рекламной деятельностью организации.
4. Оценить предполагаемый эффект от реализации рекламных мероприятий.

Объектом данной работы является ООО «КРС СЕРВИС», выступающая на рынке города Тюмени, как розничная сеть автомагазинов и ремонтных мастерских «Авто-КРС».

Предметом работы являются принципы, методы и процедуры совершенствования рекламной деятельности на основе прежних данных с учетом сделанных выводов и выявленных ошибок.

При написании работы были использованы методы и приемы экономического анализа: традиционные логические приемы обработки информации (сравнения, балансовые, графические, табличные), методы финансового анализа.

Информационной базой данной работы являются аналитические и финансовые отчеты фирмы, статистические данные; учебная литература,



статьи по рекламной деятельности в торговле отечественных и зарубежных авторов; периодическая печать: журналы, газеты, справочники, законодательные и нормативные акты, регулирующие рекламную деятельность и т.д.

Практическая значимость работы заключается в оценке управления рекламной деятельностью на российских предприятиях в современных условиях хозяйствования, определении перспектив развития, повышающих эффективность деятельности предприятий. Результаты исследования могут быть использованы в работе маркетинговых служб предприятий.

По итогам проведенного исследования сделаем следующие выводы.

В современных рыночных условиях ни одно коммерческое предприятие не может успешно вести дела без рекламы в том или ином виде. Ее корни уходят в глубокую старину и связаны с тем, что производителям (ремесленникам), торговцам всегда требовалось сообщать людям о продаваемых ими товарах, о проводимых ярмарках и т.п.

Из мирового бизнеса давно известна сила и роль рекламы. Прежде всего, реклама несет в себе информацию, которая обычно представлена в сжатой, художественно выраженной форме, эмоционально окрашенная и доводящая до сознания и внимания потенциальных покупателей наиболее важные факты и сведения о товарах и услугах.

В наше время, чтобы обеспечить успешную продажу товара, компании необходимо сделать больше, чем просто следить за его отличным качеством, установить на него самую низкую цену или просто разместить товар наилучшим образом на полках. Для обеспечения объемов продаж и прибыли, необходимых для выживания фирмы этого недостаточно. Без маркетинговых коммуникаций невозможно информировать потенциальных потребителей о достоинствах товара и убедить их в необходимости совершения покупки. Причинами этого явления являются конкуренция, которая теперь стала настолько острой, а рынок — таким динамичным, что любая компания вынуждена разрабатывать собственную всеобъемлющую и эффективную программу коммуникаций. В связи с этим сегодня любая организация стремится продавать свои товары, сопровождая их оригинальными, информативными и привлекательными обращениями, которые убеждали бы в соответствии этих товаров потребностям и желаниям потребителей, т.е. ключевым фактором маркетинга товаров в этом смысле являются коммуникации.

Таким образом, можно сделать вывод, что эффективность коммерческой деятельности во многом зависит от рекламы.

Повышение эффективности рекламной деятельности фирмы может быть также достигнуто путем совершенствования планирования рекламной деятельности. В этой связи необходима специальная рекламная программа, четко определяющая основные положения рекламной политики фирмы, формулирующая рекламные идеи, выделяющая наиболее эффективные средства распространения рекламы, объемы и возможные варианты рекламных акций. Чтобы такая программа получилась удачной, приступая к ее разработке, рекламодатель должен сначала осуществить целый ряд маркетинговых мероприятий, некоторые из которых напрямую с рекламой не связаны, но именно их результаты должны послужить обоснованием рекламной программы и помогут эффективному осуществлению рекламной деятельности.



Эффективное планирование рекламной деятельности фирмы состоит в принятии решений, их осуществлении и оценке полученных результатов. Руководство должно обеспечить тщательное планирование взаимосвязанных элементов комплекса рекламной деятельности для получения максимально возможного эффекта.

В ходе нашего исследования были подробно рассмотрены виды рекламы на примере телерекламы, включая Indoor-TV, печатной рекламы (как статьи в газетах, и рекламные блоки в справочниках, блокнотах, так и плакаты в месте продаж и т.д.), радиорекламы. Самым эффективным видом рекламной деятельности, несомненно, является телевидение.

Также мы не только рассмотрели и проанализировали необходимость определенных рекламных инструментов в кампании, но и выявили, как достоинства, так и недостатки их конечного изготовления.

Как мы уже определили рекламная деятельность занимает в комплексе маркетинга не последнее место и главным ее назначением является обеспечение сбыта товаров и прибыли рекламодателю, то есть реклама, формируя спрос и стимулируя сбыт, выполняет роль информатора и коммуникатора, поддерживая при этом обратную связь с рынком и потребителем.

Мы предполагаем, что после проведенных мероприятий цель рекламной кампании будет успешно достигнута. Повышение эффективности разработки рекламных кампаний, экономического и психологического воздействия рекламы является одной из актуальных задач, и здесь еще много неиспользованных резервов и возможностей. Надеемся, что те разработки, выявленные ошибки, рекомендации и предложения, которые имеют место в настоящей работе, будут применены на практике и послужат делу совершенствования рекламной деятельности розничной сети «АВТОМАРКЕТ».

Руководство предприятия осознало, какую прибыль приносят правильно организованные рекламные мероприятия, в связи с чем, было принято решение о реорганизации отдела рекламы предприятия. После реорганизации отдел рекламы ООО «КРС СЕРВИС» должен выполнять значительно больший объем работ и с большей эффективностью.

В рамках данной рекламной стратегии поставленная задача по привлечению покупателей к своей марке продукции осуществлялась посредством рекламных акций, непосредственной рекламной деятельностью предприятия, созданием положительного имиджа предприятия и распространением рекламно-информационных брошюр с информацией о деятельности ООО «КРС СЕРВИС». Также дан ряд рекомендаций по улучшению рекламной деятельности предприятия с помощью приема мероприятий PR, (например, оказание спонсорской помощи, привлечение сотрудников организации к проектам, осуществляемых в рамках местных мероприятий и др.), наружной и компьютеризированной рекламы.

С реализацией предложенных рекомендаций предприятие обеспечит себе основу устойчивого рыночного развития.



Инновационный метод поведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах Самотлорского месторождения

С. С. Кудря

ОАО «Самотлорнефтегаз»

В мировой практике уже несколько десятилетий существуют методы проведения многостадийных ГРП. В настоящее время все их можно разделить на две основных технологии:

1. Поинтервальная перфорация и проведение ГРП, в том числе и ГПП (гидропескоструйная перфорация).

2. Применение специальных компоновок (портов и муфт). Разобшение производится либо заколонными пакерами, либо цементированием хвостовиков.

Но применение новых технологий всегда сводилось к определенным трудностям, в определенных условиях отлично срабатывал один метод, то другой не было возможно применить вообще.

Начиная с 2009 года, в ОАО «Самотлорнефтегаз» начались работы по проведению двухстадийных ГРП на фонде скважин большого бурения и на скважинах с забуркой бокового ствола (далее ЗБС). Работы производились методом поэтапного проведения ГРП, в два и более подходов «флота» ГРП. Первая операция ГРП проводилась на шелевом фильтре. Затем интервал фильтра отсекался либо мостовой пробкой, либо отсыпался проппантом. Производилась перфорация второго интервала и второй ГРП. После двух ГРП производилась нормализация забоя и запуск скважины.

Успехом стали увеличенные дебиты нефти при запуске (бурение Знеф. около 40 т/сут.), и более низкий деклайн скважин в первый год работы (около 35 %) в сравнении с наклонными скважинами. Недостатком — продолжительное — (до 60 суток) время освоения скважины, что в условиях низких пластовых давлений приводит к потере части приростов дебитов за счёт насыщения пласта промывочной жидкостью.

В середине 2011 г. ограничением совершенствования технологий МГРП служили несколько причин, а именно:

1. Отсутствие на рынке специализированного оборудования для проведения МГРП.

В России данное оборудование не производилось, а нефтяные компании проявляли лишь небольшой интерес по массовому применению специальных компоновок МГРП.

2. Отсутствие опыта по проведению самих многостадийных ГРП на компоновках ГРП.

3. Значительные геологические и технологические риски при использовании таких технологий, для получения запланированных приростов дебитов и экономической эффективности проектов.

В первой половине 2011 года на рынке РФ стали предлагаться специальные компоновки МГРП (FracPoint и их аналоги) и технологии проведения операции в одну стадию, ввозимые из-за рубежа. Но специалисты ОАО «Самотлорнефтегаз» остановились на интересном методе прове-



дения многостадийных ГРП с использованием разрывных муфт «BPS» и специального чашечного пакера «С2С».

В середине 2011 года компания ООО «Трайкан Велл Сервис» предложила использовать в заканчивание скважин разрывные муфты BPS, которые открываются при создании определенного давления. Так как стандартные типоразмеры хвостовиков для Канады и США 114,3мм и 139мм, а у нас используются хвостовики 102мм, то ООО «Трайкан Велл Сервис» разработали большую гамму разрывных муфт под нужды Самотлора. Данные муфты можно использовать как в цементируемых хвостовиках, так и разобшать заколонными пакерами. Как из таблицы видно, что вариантов изготовления данных муфт множество и возможна их комбинация под конкретные задачи. Так как разрывные муфты входят в состав стандартного хвостовика, то нет необходимости покупать дорогостоящее оборудование для заканчивания скважин.

Отличие цементируемых муфт заключается только в выступах и проточках для лучшего прохождения цемента и уменьшения цементной корки над мембранами. Данные муфты состоят из стальной заготовки с установленными в специально подготовленные отверстия мембранами, которые в свою очередь настраиваются на определенное давление. При создании этого давления мембраны разрываются и открывают каналы для проведения гидроразрыва пласта, ОПЗ. Таким образом, можно подобрать то давление, которое нужно для проведения операции на скважине и при котором данные муфты не откроются преждевременно. Сам механизм открытия заключается в следующем: так как муфты срабатывают от АБСОЛЮТНОГО давления, то необходимо учитывать гидростатику столба жидкости. Если муфта рассчитана на 450атм, берем запас прочности в 80% и вычитаем гидростатику 170атм (к примеру, на пласт 1–2АВ1) и остается у нас 190атм — это давление, которое, не превышая, возможно проводить внутрискважинные работы, не опасаясь за преждевременную активацию муфт. Когда мы повышаем давление выше 190атм, происходит мгновенное открытие мембран.

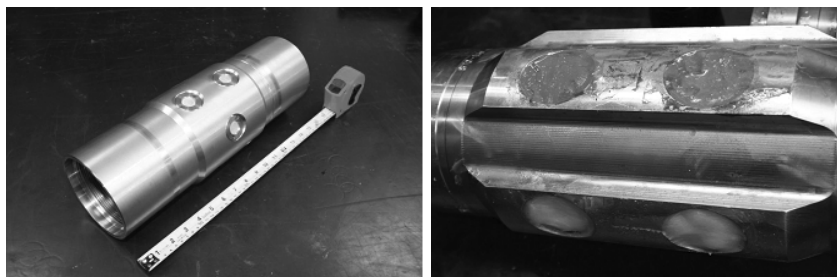


Рис. 1. Нецементируемая разрывная муфта (слева), цементируемая (справа)

В дополнение к разрывным муфтам ООО «Трайкан Велл Сервис» предложили использовать чашечный пакер С2С, но только под 114мм и 168мм эксплуатационные колонны. Данный эксклюзивный инструмент позволяет отсечь все последующие и предыдущие интервалы от целевого и производить на нем ГРП, кислотные обработки, цементные заливки.

**Давления активации разрывных портов**

Давление разрыва +/- 300 фунтов/кв.дюйм (2 МПа)						
Диаметр порта	Толщина диска					
	0.003"		0.004"		0.005"	
	ф/кв.д	МПа	ф/кв.д	МПа	ф/кв.д	МПа
0.250" (1/4")	6556	45.2	8172	56.3	9,951	68.6
0.281" (9/32")	5900	40.7	7219	49.8	8709	60.0
0.313" (5/16")	5176	35.7	6283	43.3	7673	52.9
0.344" (11/32")	4760	32.8	5809	40.1	7109	49.0
0.375" (3/8")	4393	30.3	5288	36.5	6434	44.4
0.438" (7/16")	3877	26.7	4469	30.8	5558	38.3

Чашечный пакер С2С

Данный пакер состоит из (сверху в низ):

1. Верхний переводник — для соединения данного пакера с ГНКТ или НКТ. Там же находится седло под шар (в случае прихвата инструмента в скважине можно сбросить шар и отстегнуть подвеску, а после разбурить пакер).
2. Пружинный центратор — для придания жесткости инструменту при прохождении по колонне.
3. Верхние чашки (2 шт.) — необходимы для отсечения затрубного пространства.
4. Жесткий центратор — несет на себе весь вес компоновки при спуске по колонне.
5. Порт инжектор — через данный порт происходит закачка агента в скважину.
6. Обратный клапан — при создании определенного расхода и давления он закрывается и активирует чашки, при этом происходит повышение давления между чашками до открытия муфт. После снятия давления он открывается.
7. Автономный манометр — находится под клапаном, мониторит давление и температуру между чашками.
8. Нижняя чашка — необходима для отсечения предыдущих интервалов.
9. Механический локатор муфт — необходим для правильного позиционирования данного пакера С2С на муфтах ВРS, при подъеме дает дополнительную затяжку на муфтах хвостовика.
10. Набор магнитов — мощные редкоземельные магниты, необходимые для улавливания металлической стружки при спуске.
11. Конусообразный башмак — обеспечивает заход инструмента в хвостовик.

Основная особенность данного пакера заключается в том, что в случае получения СТОПа или преждевременной остановки закачки по тех-



ническим причинам, возможно через затрубное пространство вымыть обратной промывкой технологический остаток проппанта и перейти на следующую зону стимуляции.

После проведения всех запланированных операций ГРП происходит подъем инструмента и спуск насоса (так как после ГРП в пакере не остается технологического остатка проппанта или он просто вымывается при обратной промывке) и запуск скважины в работу.

Опыт проведения многостадийных ГРП с использованием муфт ГРП

В декабре 2011 г. в ОАО «Самотлорнефтегаз» провели первое в мире многостадийное ГРП на 102 хвостовике на скважине ЗБС с использованием разрывных муфт BPS.

Конструкция скважин ЗБС представляла собой фильтровую часть, на которой проводилось первое ГРП, и муфта ГРП, отсеченная от фильтра заколонным пакером. При проведении первого ГРП в конце закачки подавалась проппантная пачка с высокой концентрацией 2000–2600 кг/м³ для отсечения стимулированного интервала, затем проводился технологический отстой для полного распада жидкости разрыва и закрытия трещины. После технологического отстоя производили опрессовку проппантного моста далее, если мост был герметичен, поднимали давление и инициировали разрывную муфту ГРП с последующей закачкой ГРП. Если мост не выдерживал давления и была приемистость в первую зону, то производили закачку повторной проппантной пачки и повторяли опрессовку совместно с активацией разрывной муфты и так пока не добивались полной герметизации забоя. В период с декабря 2011 г. по февраль 2012 г. провели опытно-промышленные работы на 10 скважинах ЗБС с включенными в оснастку разрывными муфтами. На 9 скважинах было запланировано по две стадии ГРП (фильтр + муфта) и на 1 было трех стадийное ГРП (фильтр + муфта 450 атм + муфта 610 атм). 7 скважин были на плат 1–2АВ1 (Рябчик, TVD = 1650 м) и 3 скважины на пласт БВ8–0 (TVD = 2000 м). Все скважины имели в оснастке фильтр (глухая труба с просверленными в ней 29 отверстиями Ж11 мм на 1 м участке с фазировкой 60°) и разрывные муфты под 102 хвостовики. Длина хвостовика доходила до 1000 м с горизонтальной частью 150–200 м. Разобшение интервалов происходило включением в компоновку разбухающих или гидравлических заколонных пакеров, так как цементировали хвостовики только до кровли пласта. По началу, предполагалось закупоривать 29 отверстий в фильтре с помощью подачи в конце проппанта в поток растворимых шаров «BioBalls», у которых диаметр 7\81 (22,2 мм) и по тестам выдерживали перепад давления до 600 атм. В дополнение они растворяются в пластовой жидкости до 0 примерно за 24 часа. Таким образом, муфты имеют равнопроходное сечение 88,9 мм как у хвостовика, то нормализацию после всех стадий ГРП проводили силами бригады КРС с помощью желонки. После проведенного ОПР были выявлены как положительные моменты, так и отрицательные.

Плюсы данной технологии:

- Было проверено, что можно проводить ГРП на разрывных муфтах различных сервисных компаний.



- Все ГРП занимали по времени от 8 до 20 часов.
- Сечение хвостовика остается равно проходным, нет сужений от седел под шар, и нормализация происходит стандартным оборудованием бригады КРС.
- Возможен спуск хвостовика в 168мм, 146мм, 140мм материнских колоннах.

Отрицательные моменты:

- Много времени уходит на герметизацию первой стадии ГРП.
- Неэффективны растворимые шары «BioBalls» на просверленном хвостовике с маркой стали «Д» и толщиной 6,5мм, при сбросе шаров не происходит герметизация (размывает отверстия в фильтре при прокачке через них проппант).
- При получении преждевременного «СТОП» возможна не запланированная активации муфты ГРП.
- Необходимо держать давление при закачке первого ГРП, не превышая давления активации муфт.

ОПР показал сокращение цикла освоения в среднем на 10 суток в сравнении с классическим способом проведения МГРП. По плану БВ8–0 получили 100% успешность и дебиты выше планированных, по 1–2АВ1 получили неоднозначные результаты, так как данные скважины были пробурены в одном районе и в течение месяца, в результате высокого газового фактора на многих скважинах дебиты были заперты газом. Последующие работы с разрывными муфтами стали проводить совместно с чашечным пакером на 114 мм хвостовиках.

Первое Многостадийное ГРП с применением чашечного пакера С2С + ВРS было произведено на скважине большого бурения в конце апреля 2012 г. Компоновка скважины состояла из 168 мм основной (материнской) колонны, спущенной до кровли пласта, плюс 114 мм хвостовик в горизонтальной части, в состав которого входили 6 разрывных ВРS 450 атм и 6 заколонных разбухающих пакеров для разобшения интервалов друг от друга. Расстояния между муфтами варьировались от 63 м до 97 м при длине горизонтальной части 550 м. Для правильного позиционирования чашечного пакера перед муфтами ГРП за одну трубу ставился реперный патрубок 3м. В состав С2С входит механический локатор муфт, который при подъеме на дискретном лифте НКТ или ГНКТ создает дополнительную затяжку 2–3 тн на стыках муфт хвостовика, таким образом, инструмент позиционируется на нужную муфту. Все шесть ГРП были проведены за 200 часов с суммарной закачкой 112,5 тн и плюс время, затраченное на два СПО чашечного пакера для его ревизии. Конструкция пакера такова, что после проведения ГРП технологический остаток проппанта можно вымыть обратно на поверхность при обратной промывке и хвостовик остается чистый без проппанта. Данный способ подтвердил свою эффективность, так как сразу после подъема пакера С2С был произведен спуск насоса и запуск скважины в работу. Скважина уже на вторые сутки вывода на режим дала продукцию в 3 раза выше соседних скважин и на третьи сутки ее показали запуском по фонду.

В настоящее время произведено на 6 скважинах многостадийные ГРП с системой ВРS+С2С, количество стадий от 5 до 7 на скважину, с суммарной закачкой от 56тн до 296 тн. Скважины пробурены на пласты группы 1–2АВ1, БВ21–22, ЮВ1. Конструкция хвостовика представляла собой как разобше-



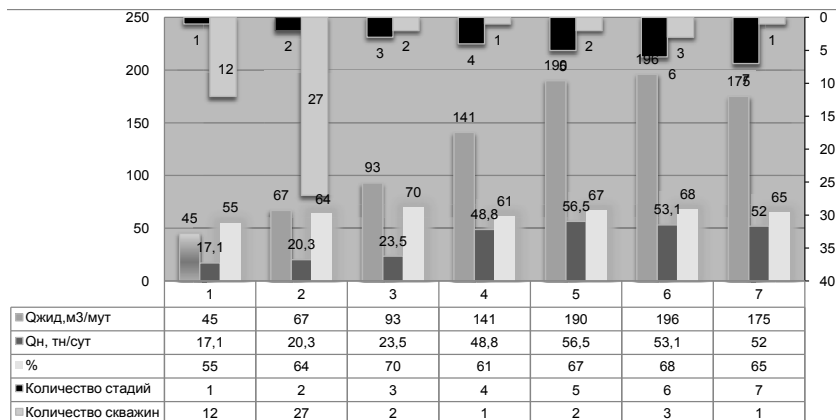
ние интервалов заколонными пакерами (гидравлическими и разбухающими), так и полное цементирование горизонтальной части вместе с разрывными муфтами ВРС. Цементирование хвостовика позволило проводить стимуляцию пласта именно в том месте, где установлена муфта ГРП, то есть все муфты были расставлены напротив лучших коллекторов. Когда идет разобшение заколонными пакерами, то трещина может образовываться на любом интервале между заколонными пакерами, в местах с наименьшими стрессами. Положительные стороны данной системы заключается в следующем:

- Нет необходимости проводить нормализацию хвостовика после всех стадий ГРП.
- Нет поглощения жидкости глушения при нормализации хвостовика (отсутствие кольматации (загрязнения) пласта).
- При получении преждевременной остановки при проведении ГРП (получение «СТОП») есть возможность вымыть проппант в НКТ обратной промывкой с продолжением всех последующих работ.
- Данный вид работ можно проводить совместно с бригадой КРС и с помощью НКТ.
- Быстрый вывод скважины на режим после проведения всех операций ГРП.
- При обводнении интервалов возможно их отсечение от других с помощью позиционирования данного пакера С2С на обводненный участок и ликвидировать его с помощью закачки составов ОВП или цемента.

Отрицательные моменты:

- При закачках большого объема проппанта происходит промыв его уплотнительных элементов.
- Пакер С2С подвергается механическим повреждениям при спуске в скважину, особенно если есть наличие металла, клямс, различного рода вставок, плашек от гидроключей и прочего мусора в скважине.

Но несмотря на отрицательные моменты и проведения повторных операций по подъему и ревизии пакера С2С скважины после проведения ГРП с данным инструментом запускаются на порядок выше по дебитам жидкости и нефти, чем соседние скважины.





Из диаграммы видно, что у скважин, на которых проводили 4 и более стадии ГРП, запускные дебиты в 3–4 раза выше нежели там, где проводили 1–2 ГРП.

Экономический эффект от внедрения технологии «BPS+C2C»

Рассмотрим типы заканчивания скважин:

1. Хвостовик полностью зацементированный и разобшение интервала происходит с помощью мостовых пробок.
2. В хвостовике используются муфты, активируемые сбросом шара.
3. С использованием разрывных муфт BPS+C2C.

В результате самая затратная технология у нас, получается по первому типу, за ней технология с раздвижными муфтами активируемые сбросом шара и самая выгодная для нас технология — «BPS+C2C».

Таким образом, разница только по стоимости строительства скважины и последующее освоение между 2 типом и 3 составляем 8 млн руб.

В ОАО «Самотлорнефтегаз» на период 2013–2015 г.г. запланировано бурение на 140 горизонтальных скважин с проведением на них многостадийных ГРП. Отсюда получаем экономию (только от внедрения) 140 шт.·8 млн руб = 1120 млн руб., не считая эффект от раннего запуска скважины и быстрый темп выхода на режим после проведения всех мероприятий.

Номенклатура	Ед.изм.	Многостадийное ГРП		
		ТИП№1 (Оснастка Сиббурмаш, 5 ГРП-несколько подходов, Очистка бригадой КРС)	ТИП№2 (Оснастка Бейкер Хьюз, 5 ГРП-один подход)	ТИП№3 (Оснастка Трайкан, 6 ГРП-один подход, Очистка бригадой КРС) в бурении
		(85,7 тонн проппанта)	(63,3 тонн проппанта)	(111 тонн проппанта)
Передвижка БУ на 5 метров	тыс.руб.	445,2	445,2	445,2
	тыс.руб.	445,2	445,2	445,2
Бурение				
Буровой подрядчик	тыс.руб.	10906,7	10906,7	10906,7
Аренда вагон-домов для супервай-в	тыс.руб.	23,3	23,3	23,3
Сопровождение отработки долот	тыс.руб.	600,0	600,0	600,0
Сопровождение буровых растворов	тыс.руб.	2900,0	2900,0	2900,0
Цементирование направления	тыс.руб.	144,2	144,2	144,2
Цементирование кондуктора	тыс.руб.	648,9	648,9	648,9
Цементирование э/колонны	тыс.руб.	842,6	842,6	842,6
Телеметрическое сопровождение	тыс.руб.	3990,4	3990,4	3990,4
ТК	тыс.руб.	414,0	414,0	414,0
Обсадные трубы (направление, техническая колонна, эксплуатационная колонна, хвостовик 14 мм - 500 м)	тыс.руб.	6177,0	5358,0	5358,0
Услуги супервайзинга	тыс.руб.	900,0	900,0	900,0
	тыс.руб.	26647,0	25828,0	25828,0
Освоение				
Освоение скважины КРС	тыс.руб.	9061,0	3707,6	1248,0
Освоение скважины, производительное время	сут.	72,6	29,7	10,0
Освоение скважины, производительное время	нас	1742,5	713,0	240,0
Бригада/час КРС	тыс.руб.	5,2	5,2	5,2
Приязка	тыс.руб.	10,5	10,5	10,5
ГИС	тыс.руб.	947,3	947,3	0,0
Перфорация	тыс.руб.	2432,0		
ГРП	тыс.руб.	7255,8	6101,0	6060,0
Компановка для проведения ГРП в хвостовике	тыс.руб.	2400,0	8977,0	4470,0
Установка мостовых пробок для ГРП	тыс.руб.	776,0		
	тыс.руб.	22882,6	19743,5	11788,5
Итого	тыс.руб.	49974,9	46016,7	38061,8



Выводы

В ТНК-ВР по последним подсчетам 1500 млн.т. трудно извлекаемых запасов, поэтому одним из ключевых направлений выбраны «Многостадийные гидравлические разрывы пласта». В связи с постоянной падающей добычей необходимо сокращать затраты на получение продукции. ОАО «Самотлорнефтегаз» активно стал применять Многостадийные ГРП в 2012 году с увеличением стадий разрывов, вплоть до 7ти на одной скважине для вовлечения в разработку трудно извлекаемых запасов.

В результате внедрения предлагаемой технологии ОАО «Самотлорнефтегаз» на сегодняшний момент времени все наклонно направленные скважины переведены в горизонтальные с 5 и более ГРП.

Данная технология является инновационной, применение которой является приоритетным направлением в развитии бизнеса ТНК-ВР, особенно это касается зрелых месторождений.

Совершенствование алгоритма подбора скважин-кандидатов для работ по ограничению водопритока с применением методик идентификации источников обводнения

Д. А. Кудряшова

Филиал ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» «Центр экспертной поддержки и технического развития «Бизнес-направление «Разведка и добыча» в г. Тюмень

На сегодняшний день в нашей стране большое количество месторождений, в частности месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, находятся на последних стадиях разработки, характеризующихся высоким процентом обводненности продукции. Аналогичные проблемы существуют у компаний-недропользователей по всему миру: из-за поступления избыточной воды в скважину невыработанные запасы оказываются не вовлеченными в разработку, что сказывается на не достижении проектного коэффициента извлечения нефти, а затраты на ее добычу, подготовку и утилизацию сильно возрастают.

Причины появления избыточной воды в каждой отдельной скважине могут быть разнообразны, как и способы их устранения, однако универсальным вариантом решения является проведение геолого-технических мероприятий по ограничению водопритока.

Важнейшим этапом планирования данных мероприятий является подбор скважин-кандидатов, но четкой методики подбора, особенно для крупных месторождений с большим фондом скважин, просто не существует, и зачастую инженер выбирает скважины исходя из собственного опыта, знаний и интуиции.

Именно поэтому в данной работе предлагается принципиально новый, универсальный алгоритм подбора скважин-кандидатов для каждой конкретной существующей на рынке технологии, который детально рас-



смотрен на пластах АВ4–5 Самотлорского месторождения и ВК1–3 Ем-Еговской площади Красноленинского месторождения. Данные объекты изучения были выбраны не случайно: они оба имеют достаточное количество текущих извлекаемых запасов, а вследствие различного геологического строения эти пласты имеют также различные геологические причины поступления избыточной воды в скважины.

Предлагаемый алгоритм можно разделить на несколько этапов.

Выделение приоритетных участков залежи, в которых количество остаточных текущих запасов достаточно для планирования геолого-технических мероприятий. Этот этап может осуществляться различными методами в зависимости от имеющейся информации, например объемным методом или при помощи действующей геологической модели, если такая имеется в наличии.

Вторым шагом предлагаемого алгоритма является выделение приоритетных участков залежи или приоритетных скважин по водонефтяному фактору, превышающему экономический предел, из уже выбранных участков с достаточным количеством остаточных запасов (для крупного месторождения с большим фондом скважин рекомендуется выделять приоритетные участки залежи, для более мелкого можно ограничиться выбором приоритетных скважин). Экономическим пределом ВНФ является такое значение ВНФ, при котором затраты на подготовку и утилизацию подтоварной воды становятся равными прибыли, получаемой от продажи добываемой нефти. Для Самотлорского месторождения экономический предел ВНФ равен 50, для Ем-Еговского ЛУ принят равным 20. Таким образом, на данном этапе были выделены 20 приоритетных блоков разработки пласта АВ4–5 Самотлорского месторождения и 10 приоритетных скважин Ем-Еговского ЛУ.

Третий этап — это подбор скважин с перспективой перевода их дебита в рентабельный, т.к. далеко не на каждой скважине проведение каких либо ГТМ является экономически целесообразной операцией. Этот этап также варьируется в зависимости от объекта исследования и обязательно должен применяться в тех случаях, когда планируемые мероприятия в основном направлены на сокращение добычи попутно-добываемой воды. В случае, когда при помощи планируемых мероприятий стремятся вовлечь в разработку невыработанные участки залежи, данный этап можно исключить из алгоритма.

Итак, все рекомендуемые скважины необходимо наносить на график рентабельного дебита, который представлен в экономических разделах проектных документов. После проведения ГТМ по ОВП дебит по жидкости сократится, по нефти останется неизменным или покажет прирост. Это позволит перевести скважины из области под графиком рентабельного дебита в область над графиком.

Данный этап рассмотрен на примере пласта АВ4–5 Самотлорского месторождения. Очевидно, что в дальнейшем рассмотрении будут участвовать 8 скважин, попавших в зону, обозначенную на представленном рис. 1.

Четвертый этап наиболее важный — это идентификация источников обводнения скважин. Он разделен на 3 стадии.

Первая стадия направлена на определение того, как изменение системы разработки вокруг исследуемой скважины и проведенных на ней геолого-технических мероприятий (например, ГРП или оптимизации) повлияло на режим работы данной скважины в процессе ее эксплуатации.

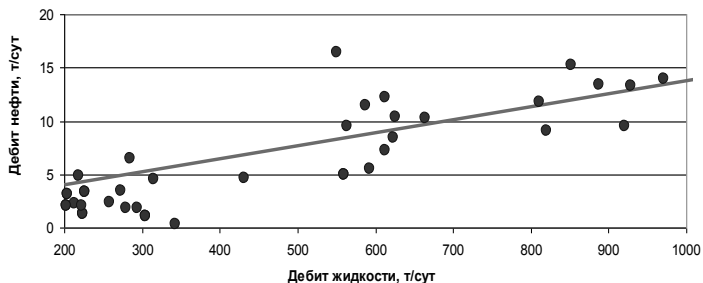


Рис. 1. График рентабельного дебита пласта АВ4–5 Самотлорского месторождения

Для подтверждения выводов, сделанных на основании первой стадии, используется вторая стадия — графическая диагностика различных механизмов прорыва воды. Она заключается в построении графиков Чена — графиков зависимости ВНФ и производной ВНФ от времени в логарифмической системе координат и последующем сравнении их с кривыми, соответствующими известным моделям (рис. 2 а–в). При помощи графиков Чена можно выявить такие проблемы, как поступление избыточной воды в скважину за счет сообщения нефтяного пласта с водяным по трещине, образование заколонного канала, прорыв нагнетаемой воды по высокопроницаемому пропластку и конусообразование.

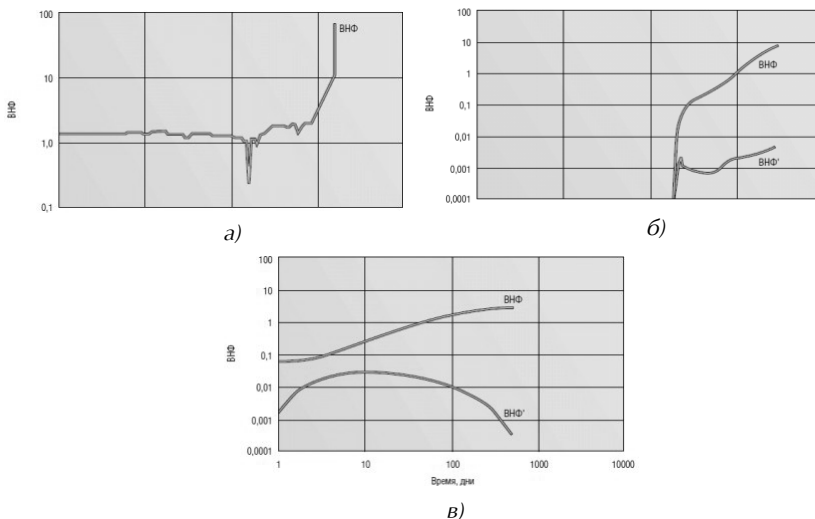


Рис. 2. Графики Чена

Проблема поступления избыточной воды по трещине или разлому, соединяющих нагнетательную и исследуемую добывающую скважину, выявляется построением графиков Холла — графиков зависимости интеграла устьев

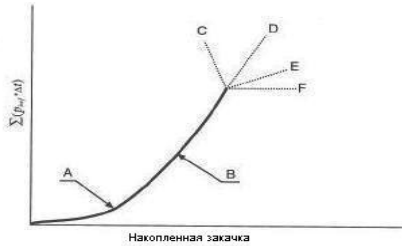


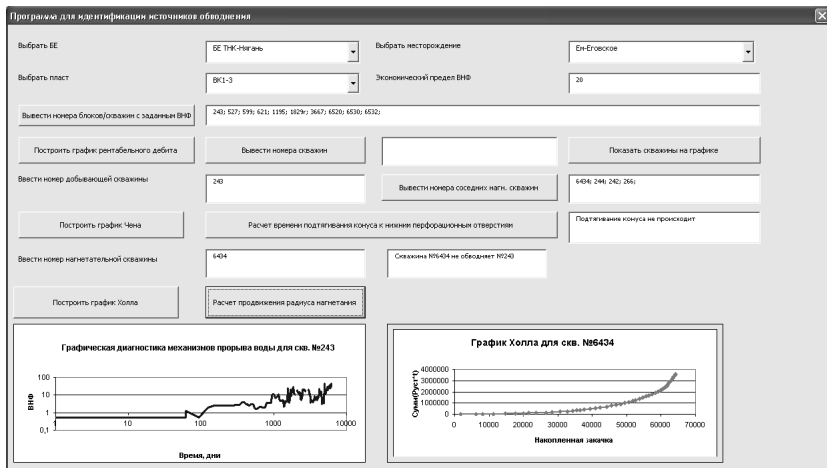
Рис. 3. График Холла

Путь к точке D описывает скважину с постоянным скин-слоем. Отклонение от линейности вправо или путь к точкам E и F демонстрирует вид графика Холла для скважины, в которой произошло образование трещины.

Третья стадия — идентификация источников обводнения при помощи математических расчетов. Этот метод позволяет определить в реальное времени следующие источники обводнения:

- обводнение добывающей скважины от нагнетательных определяется расчетом радиуса продвижения фронта нагнетания по каждому проницаемому пропластку, составляющему пласт, и дальнейшем сравнении с расстоянием между скважинами;
- образование конуса обводнения определяется расчетом времени подтягивания конуса к нижним перфорационным отверстиям по теории динамики конусообразования Маскета-Чарного и последующем сравнении с временем эксплуатации скважины.

Для эффективной и оперативной работы с предлагаемым алгоритмом подбора скважин-кандидатов в среде программирования Visual Basic разработано соответствующее программное обеспечение. Им может пользоваться любой специалист, не проходя предварительного обучения. Не требуется и установка дорогостоящего ПО, программа работает при загрузке Excel.





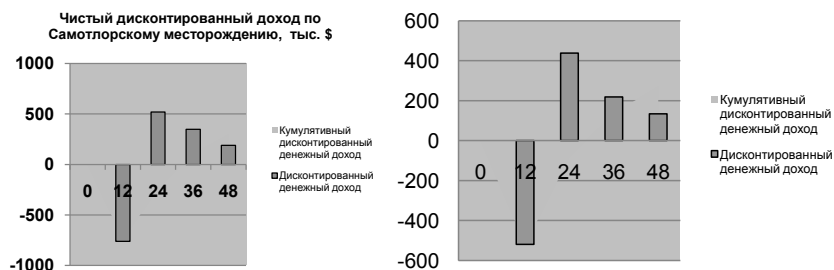
После применения предлагаемого алгоритма и трехстадийной методики подбора скважин-кандидатов на объектах исследования были получены следующие результаты: из восьми критичных скважин Самотлорского месторождения две обводняются за счет подтягивания конуса к нижним перфорационным отверстиям, шесть — за счет продвижения фронта нагнетания. Из десяти критичных скважин Ем-Еговского лицензионного участка четыре скважины обводняются за счет продвижения фронта нагнетания, четыре — за счет сообщения с нижележащим водяным пластом ВК2 по трещине ГРП и две имеют смешанные проблемы.

От причины поступления избыточной воды в скважину напрямую зависит выбор технологии ОВП. На сегодняшний день отечественные и зарубежные компании предлагают различные материалы, обладающие каждый своим индивидуальным свойством. Однако их можно разделить на группы по направленности действия: изоляция конуса обводнения или подошвенной воды, изоляция прорыва воды по высокопроницаемым пропласткам, изоляция межпластовых трещин и разломов, в том числе после ГРП. Если возможности изоляции конуса и высокопроницаемых пропластков не вызывают особых сомнений, то трещины ГРП, соединяющие нефтенасыщенный и водоносный пласты, инженеры не рекомендуют обрабатывать в связи с крайне низкой успешностью проведения подобных работ.

Именно поэтому в экономическом расчете по Ем-Еговскому лицензионному участку принимают участие только четыре скважины, обводняющиеся от продвижения фронта нагнетания, а также 8 скважин-кандидатов первой очереди Самотлорского месторождения. По данному проекту рассчитаны чистый дисконтированный доход, показатель рентабельности инвестиций, и что особенно важно при расчете экономической эффективности от ОВП — энергосберегающий эффект (табл. 1).

Таблица 1

Количество скважин	Текущий режим			Планируемый режим			Энергосберегающий эффект, тыс.кВт·ч			PI
	$\Sigma Q_{ж}$, м ³ /с	$\Sigma Q_{н}$, т/с	Обв., %	$\Sigma Q_{ж}$, м ³ /с	$\Sigma Q_{н}$, т/с	Обв., %	12 мес	2 года	3 года	
Самотлорское месторождение										
8	5791,4	73,7	98	676,8	90,7	75	19158,4	38316,8	57475,2	1,6
Ем-Еговский лицензионный участок										
4	284,2	9,7	97	154,9	15	83	486,8	973,6	1460,4	1,9





Чтобы подтвердить целесообразность использования предлагаемого алгоритма подбора скважин-кандидатов был проведен анализ работ по пласту АВ4–5 Самотлорского месторождения. Чтобы установить эффективность каждой обработки сравнивался режим работ скважин до, после обработки и текущий режим. Эффективными считались работы по ОВП, после которых помимо уменьшения дебитов жидкости не произошло уменьшения дебитов нефти или дебиты нефти показали прирост. Таким образом, из 21 проанализированной обработки, только 7 работ можно назвать успешными. Причин таких результатов может быть множество: некачественные материалы, нарушение технологии закачки и др. Однако одной из основных причин является некорректное определение источников поступления воды в скважину.

В табл. 2 представлено сравнение источников обводнения, которые были выявлены и устранены в 2011 году на Самотлорском месторождении (указаны с левой стороны синим цветом), с источниками обводнения, которые были выявлены на этих же скважинах, но с применением трехэтапной методики и всего алгоритма в целом, представленных в проекте.

Таблица 2

№ скважины	Причина обводнения, указанная в проекте		Причина обводнения по предлагаемому алгоритму	
	Образование конуса	Фронт нагнетания	Образование конуса	Фронт нагнетания
10Ц				
2057К				
3502				
3559				
6051				
10219				
10247				
12460				
12690				
13080				
13116				
13344				
13634				
13372				
20360				
30660				
35127				



Таким образом, что применение предложенного алгоритма может снизить количество неуспешных операций почти на 60%.

В итоге можно сделать ряд выводов. На основе опыта отечественных и зарубежных компаний был усовершенствован алгоритм подбора скважин-кандидатов для работ по ограничению водопритока, который имеет ряд существенных достоинств: позволяет работать с различными по геологическому строению объектами исследования, в том числе с большим фондом скважин, для проектирования работ необходим минимум исходной информации (не обязательно использование действующей геолого-гидродинамической модели). Существенное сокращение временных затрат на поиск кандидатов достигается в основном путем применения программного обеспечения, созданного в Visual Basic. Из всех работающих нефтяных скважин Самотлорского и Ем-Еговского месторождений подобраны соответственно 8 и 10 скважин с детальным определением источника их обводнения, 12 из которых рекомендуются как скважины-кандидаты первой очереди.

Благодаря проведенному анализу было установлено, что корректная идентификация источников обводнения скважин напрямую влияет на успешность мероприятия по ОВП.

Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз»

И. Д. Латыпов

ООО «РН-УфаНИПИнефть»

Массированное проведение ГРП оказывает сильное влияние на выбор системы разработки. При наличии достоверной информации о направлении развития трещин ГРП и при правильном выборе системы разработки уменьшается риск прорыва фронта нагнетаемых вод и, следовательно, значительно увеличивается коэффициент извлечения нефти (КИН).

Для месторождений, имеющих систему поддержки пластового давления (ППД) и вошедших в последнюю стадию разработки, задача определения азимута трещин ГРП приобретает наибольшую важность вследствие возникновения в процессе разработки недрвируемых нефтяных зон.

В связи с этим большое значение приобретают определение оптимального азимута трещин ГРП и получение достоверной информации о направлении развития трещин первого и повторного проведенных разрывов пласта. Для этих целей используют методы специальных ГИС.

Основными методами специальных ГИС, применяемыми на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» для определения азимута техногенных трещин, в том числе трещин ГРП, являются кросс-дипольный широкополосный акустический каротаж (АКШ) (Sonic Scanner, DSI, MSD, ХМас-F1 и др.) и метод, использующий электрический микроимиджер (FMI, StarImager и др.).



К 2011 году на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» были проведены специальные ГИС более чем на 50 скважинах.

Азимутальное распределение результатов исследований приведено на рис. 1. По результатам проведения специальных ГИС большинство азимутов трещин первого ГРП (87,1 %) лежит в диапазоне 310–350° вне зависимости от принадлежности скважины конкретному месторождению.

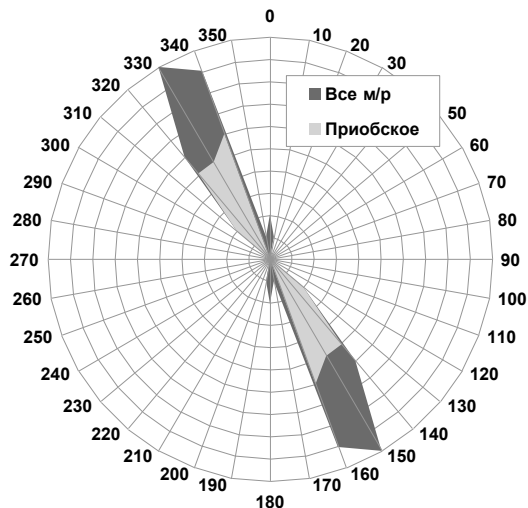


Рис. 1. Результаты исследований по определению азимутов трещин первого ГРП

После применения методов статистики для анализа результатов исследований видно, что азимуты распространения трещин первого ГРП распределены нормально с математическим ожиданием $331,9^\circ$ ($151,9^\circ$) и при стандартном отклонении $13,8^\circ$ (рис. 2).

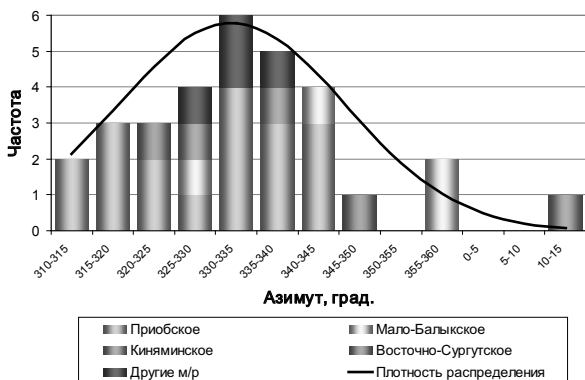


Рис. 2. Распределение азимутов по данным исследований направления развития трещин первого ГРП на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз»



Большой объем результатов исследований на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» показывает низкую естественную анизотропию (менее 1 %) скоростей поперечных волн. Это говорит о малой разнице между величинами максимального и минимального горизонтальных напряжений, что является физически обоснованным для условий Западной Сибири.

Низкий контраст горизонтальных напряжений является благоприятным условием для испытаний технологии переориентации трещин повторного ГРП с целью подключения непромытых нефтяных зон. Переориентацией азимута повторного ГРП будем называть изменение азимута трещины повторного ГРП на $90^\circ \pm 20^\circ$ по сравнению с азимутом трещины первого ГРП.

Выведена формула влияния трещины первого ГРП на перераспределение пластового давления в прискважинной зоне и на переориентацию трещины повторного ГРП:

$$\Delta = \frac{1-2\nu}{1-\nu} \alpha (p - p_w) - (\sigma_{H \max} - \sigma_{H \min}) - T_0, \quad (1)$$

где α — коэффициент Пуассона; ν — коэффициент порозластичности; p — пластовое давление; p_w — забойное давление; T_0 — предел прочности на растяжение; $\sigma_{H \max}$, $\sigma_{H \min}$ — максимальные и минимальные горизонтальные напряжения.

Чем выше фактор переориентации α , тем больше вероятность переориентации трещины повторной операции ГРП.

Выявлены **ключевые** факторы, при выполнении которых возможна переориентация:

- Разница между начальными максимальным и минимальным горизонтальными напряжениями менее 2,0–2,5 МПа.
- Депрессия перед повторным ГРП более 13–15 МПа.
- Период между первым и повторным ГРП от 2 до 18 месяцев.
- Проницаемость пласта менее $3,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².
- Присутствие мощных глинистых перемычек.
- Литологическая однородность пласта.

Также путем численного моделирования было определено, что прирост безразмерного коэффициента продуктивности (Jd) после операции повторного ГРП выше в случае *переориентации* азимута трещины повторного ГРП. Разницы приростов Jd переориентированной и не изменившей азимут трещин ГРП приведены в табл. 1.

Таблица 1

Полудлина трещины повторного ГРП, м	25	50	75	100	125
Дополнительный прирост эффективности в случае переориентации азимута трещины повторного ГРП, %	21	25	30	35	40

Промысловые испытания методики расчета азимута трещины повторной операции ГРП

В конце 2010 года на Приобском месторождении ООО «РН-Юганскнефтегаз» были проведены испытания регистрации азимута трещины повторного ГРП в прискважинной зоне.



На первом этапе были выделены зоны, благоприятные для переориентации трещин повторных ГРП. Для этого была проведена интерпретация данных сейсмической съемки 3D с учетом исследований специальных ГИС (рис. 3).

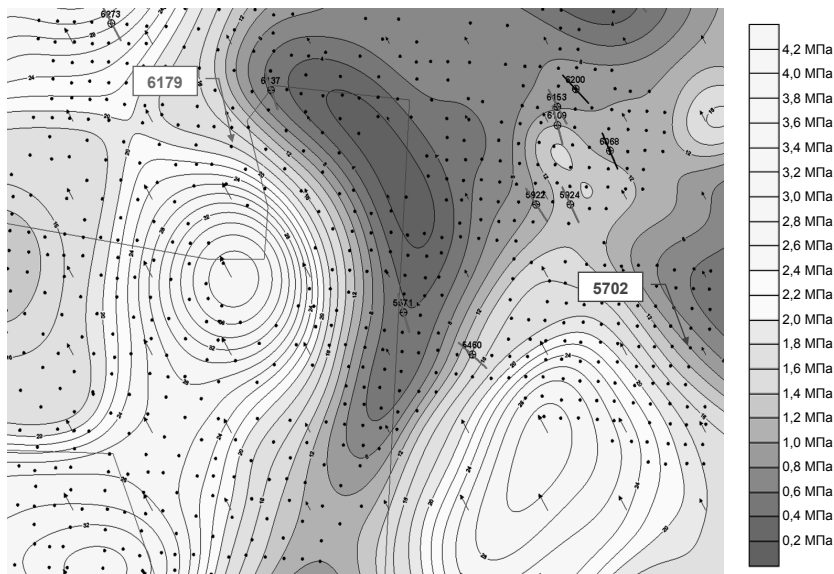


Рис. 3. Карта азимутов трещин первых ГРП и поле разности максимального и минимального напряжений Приобского месторождения

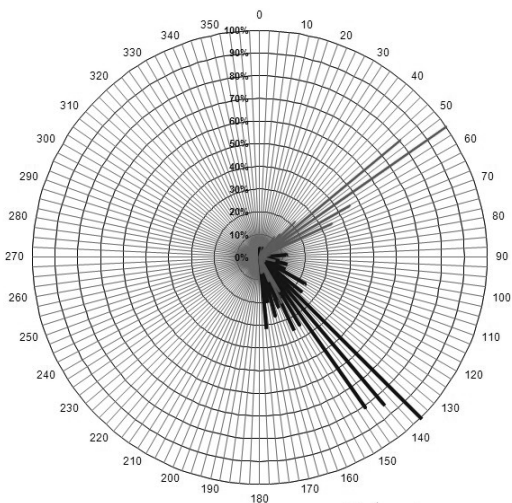


Рис. 4. Азимуты трещин ГРП на скважине 5702, метод MSD (синим цветом выделен азимут трещины первого ГРП, красным — азимут трещины повторного ГРП)



Отметим следующее. Удельная масса проппанта (Мп/Н), закачанная на скважину 5702 в 1,5 раза больше, чем на скважину 6179, а прирост J_d после проведения повторного ГРП на скважине 5702 практически в 2,5 раза выше, чем после проведения ГРП на скважине 6179. Дополнительный прирост эффективности в 65 % ($2,5/1,5=1,65$) возможно отнести на счет более качественного выполнения операции ГРП и эффекта переориентации трещины повторного ГРП.

Заключение

Впервые в России и странах СНГ геофизическими исследованиями подтвержден факт переориентации азимута трещины повторного ГРП.

Результаты проведенных скважинных исследований подтвердили существование преимущественного направления развития трещиноватости на месторождениях Западной Сибири с азимутом NE331,9ε.

Метод переориентации азимута трещины повторного ГРП позволяет восстановить добычу с недренируемых нефтяных зон, возникающих в процессе разработки.

Переориентация азимута трещины повторного ГРП на скв. 5702 позволила увеличить прирост безразмерного коэффициента продуктивности на 65 % по сравнению с повторным ГРП на скв. 6179, проведенным по стандартной технологии.

Технология переориентации азимута трещины повторного ГРП позволяет увеличить эффективность операции до 40–45 % по сравнению с повторным ГРП, проведенным по стандартной технологии.

Разработка антисептической пропитки

Д. Е. Лисицин, С. С. Климов

Руководитель: Н. В. Романенко

ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»

Антисептическая пропитка готовится путем смешения экстракта средневязкого в количестве 75 % по массе, компонента топлива дизельного летнего с температурой застывания минус 10 в количестве 24 % и асфальта в количестве 1 %. Все выше перечисленные компоненты, необходимые для дальнейшего компаундирования, производятся на ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка».

В опытно-исследовательском цехе ООО «ЛУКОЙЛ — Волгограднефтепереработка» проведена работа по получению экологически чистой антисептической пропитки, сохраняющей свои свойства как в обычных условиях, так и в условиях Крайнего Севера. Подобрана рецептура и разработана технология её приготовления. Экологически чистая антисептическая пропитка относится к 4 классу опасности. Может использоваться для пропитки шпал, пероводных брусов для РЖД, а также для пропитки свай столбов и опор ЛЭП, использующихся в строительстве.

Применение деревянных столбов (опор), пропитанных масляными антисептиками, отвечает целям повышения долговечности и надежности



функционирования электросетей и линий электропередач при одновременном снижении их стоимости. Деревянные шпалы, пропитанные антисептиком, сохраняют свои свойства в суровых климатических условиях на протяжении порядка 40 лет.

Первый этап научной работы состоял из определения оптимального состава пропитки. Для этого в опытно-исследовательском цехе было приготовлено множество образцов жидкости нефтяной пропиточной (далее ЖНП), различных по составу растворителя и степени вовлечения компонентов; в том числе, несколько образцов были приготовлены с отклонениями от рецептуры с целью поиска оптимального соотношения исходных компонентов для достижения нормируемых лимитирующих показателей (температуры застывания и вязкости кинематической). Особое внимание уделялось определению зависимости температуры застывания от процента вовлечения дизельного топлива.

После корректировки рецептуры приготовления ЖНП второй этап работы включал следующие направления:

1. Определение зависимости температуры застывания от дозировки асфальта для выяснения максимального депрессорного эффекта.
2. Выявление возможности замены асфальта на битум.
3. Определение стабильности по показателю «температура застывания» образцов при хранении.

Для определения возможного диапазона вовлечения асфальта была увеличена его дозировка с 1,0% до 1,5% и 2,0%.

При производстве ЖНП на нашем предприятии возникает сложность в доставке на место возможного производства жидкости асфальта. Была рассмотрена возможность замены асфальта на битум строительный марки БН 90/10. Но, как показали испытания, температура застывания этих образцов на 14–16° С выше, чем в образцах с асфальтом и не соответствует требованиям по температуре застывания для марки «Универсал». Причем, наименьшая (наилучшая) температура застывания у образца с вовлечением 1,0% битума.

Конечные два образца после 12 суток хранения в темном месте (не закрытые стеклянные колбы) были проанализированы по показателю «температура застывания». Температура застывания не изменилась. Разница в определении в минус 1,5 °С находится в пределах повторяемости метода.

Состав образцов ЖНП, разработанной в опытно-исследовательском цехе, приведен в таблице № 1.

Таблица 1
Состав образцов жидкости нефтяной пропиточной

Наименование компонента	Содержание, % мас.	
	Обр. № 1	Обр. № 2
Экстракт II в/п	–	75
Экстракт III в/п	75	–
Дизельное топливо прямогонное*	24	24
Асфальт	1	1

*Температура застывания дизельного топлива — минус 10 °С.



ЖНП проанализирована на соответствие требований проекта СТО 0258–004–79345251–2008. Полученные данные сведены в таблице № 2.

Таблица 2

Характеристики образцов жидкости нефтяной пропиточной

Наименование показателей	Метод испытаний	Норма по проекту СТО 0258–004–79345251–2008			Обр. № 1	Обр. № 2
		Марка Л* (летняя)	Марка З (зимняя)	Марка Универсал		
Вязкость кинематическая при 80 °С, мм ² /с, не более	ГОСТ 33	9,0	6,0	6,0÷8,0	9,418	7,503
Температура застывания, °С, не выше	ГОСТ 20287	не нормируется	минус 5	минус 18	10	минус 16
Температура вспышки, °С, в откр. тигле не менее	ГОСТ 4333	210	95	110	–	142
Массовая доля воды, %, не более	ГОСТ 2477	0,2			–	Отс.
Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не менее	ГОСТ 3900	960	950	не нормируется	927,4	936,7

* Марка «Летняя» не рассматривалась.

Антисептическая пропитка ЖНП продукт высокого класса, отвечающий всем требованиям экологических стандартов, отличается уникальной рецептурой, позволяющей получить следующие показатели в сравнении с аналогами:

Таблица 3

Сравнительная характеристика антисептической пропитки с ее аналогами

Показатели	ЖТК	ЖНП
	Норма «З»	Факт
Вязкость кинематическая при 80 °С, мм ² /с, не более	5,0	4,881÷8,337
Температура застывания, °С, не выше	минус 20 ÷ минус 30	минус 20 ÷ минус 34
Температура вспышки, °С, не ниже	105	158÷174
Массовая доля воды, % мас.,	менее 0,5	отсутствие
Цвет	черный	черный

Рецептура и технология опытного производства нефтяного антисептика типа ЖТК (рассматриваемого аналога ЖНП) были разработаны



специалистами Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Результат разработки

1. Образцы, приготовленные с использованием дизельного топлива (в качестве разбавляющего и низкозастывающего компонента), по температуре вспышки и температуре застывания соответствуют требованиям проекта СТО 0258–004–79345251–2008 на марки ЖНП «Зимняя» и «Универсал».
2. Проведены исследования, направленные на выяснение редко встречающегося «синергизма» по температуре застывания при смешении компонентов различного химического состава, один из которых является природным депрессантом.

Предлагаемая оптимальная рецептура для приготовления ЖНП марки «Зимняя»:

Наименование компонента	Пределы вовлечения, %
Экстракт II в/п	74–64
Дизельное топливо	25–35
Асфальт	1,0

Предлагаемая оптимальная рецептура для приготовления ЖНП марки «Универсал»:

Наименование компонента	Пределы вовлечения, %
Экстракт II в/п	81–75
Дизельное топливо	18–24
Асфальт	1,0

Финансово-экономический анализ и оценка эффективности выработки пропиточной антисептической жидкости в ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» проведены на основе действующих «Нормативно-методических документов по инвестиционной деятельности в группе «ЛУКОЙЛ».

Для выполнения расчетов были приняты следующие допущения: Начало реализации проекта — 01.01.2013 г. Для расчета принята работа участков № 7 и 9 производства масел и нефтехимии по факту 1-го полугодия 2012 г. В качестве цены компонентов использована фактическая себестоимость за июнь 2012 года. Исходя из незагруженности участков смешения масел и годовой потребности в пропиточной жидкости порядка 600 тыс. т. предлагаем годовой объем производства 80 тыс. т. Для расчета затрат, приходящихся на 1 т. произведенного продукта участков № 7 и 9 производства масел и нефтехимии, использованы фактические данные 1-го полугодия 2012 г. Расчёт рентабельности выработки 2-х видов пропиточной жидкости ПЖ марок «Зимняя» и «Универсал» представлен в таблице, в зависимости от диапазона вовлечения компонентов, составляет от 61 до 64 %.



Таблица 4

Основные технико-экономические показатели проекта в результате реализации на ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»

Наименование компонента	Пределы вовлечения, %		Цена, руб. за 1т	Стоимость, тыс.руб. за 1т	
	ЖНП марки «Зимняя»	ЖНП марки «Универсал»		ЖНП марки «Зимняя»	ЖНП марки «Универсал»
Экстракт II в/п (уст. 24–26)	64–74	75–81	10344,1	6,620–7,655	7,758–8,379
Фракция диз.топлива с уст.АВТ	35–25	24–18	8354,39	2,924–2,089	2,005–1504
Асфальт (уст. 20–21)	1	1	9182,56	0,092	0,092
Итого				9,636–9,835	9,855–9,974
Годовой объем производства пропиточной жидкости ЛУКОЙЛ-ПЖ, т				48000	32000
Себестоимость ЖНП на годовой выпуск				462531–472082	315358–319178
Затраты участка 9 (уст. 64) на выпуск			981,28	0	31401
Затраты участка 7 (цех8) на выпуск			250,98	12047	0
Выручка от реализации за год			16800	806400	537600
Прибыль				331822–322272	190841–187021
Прибыль				от 522663 до 509293	
Рентабельность				от 64% до 61%	

Внедрение разработанной технологии приготовления позволит:

- Заменить используемое в промышленности каменноугольное масло (II класс опасности) более безопасным аналогом — ЖНП (IV класс).
- Получить продукт, сохраняющий свойства в суровых климатических условиях, что особо актуально для климата России.
- Квалифицированно использовать продукты нецелевого назначения- экстракт и асфальт.
- Получать значительную прибыль от реализации, полученной пропиточной жидкости.

Применение антисептика в шпалопрпиточном производстве позволит существенно снизить риски профессиональных заболеваний у работающих на пропитке. Провести улучшение экологии окружающей среды верхних строений железнодорожных путей; повысить уровень промышленной безопасности для работников ШПЗ и РЖД.



Внедрение системы очистки нефтезагрязненных производственных сточных вод колесно-роликового участка в условиях вагонного депо Желдорсервис

В. С. Ловейкин

ООО «ЛУКОЙЛ-Транс» ТПП г. Волгоград

В настоящее время экология влияет на все сферы политического и экономического благополучия государства, неотъемлемой частью которого является отрасль нефтяной промышленности. От экологической ситуации зависят огромные природные богатства России, качество, здоровье и продолжительность жизни населения, и, как следствие, будущее страны.

Железнодорожные вагонные депо, как и предприятия нефтехимического комплекса, являются крупнейшими загрязнителями окружающей среды и, в том числе, водоемов. Сточные воды отличаются разнообразием вредных, токсичных веществ, таких как нефтепродукты, фенолы, сульфиды и другие, которые, попадая в водоемы, наносят большой ущерб природе и населению, оказывая влияние даже на социальную сторону жизнедеятельности человека.

Нефтепродукты представляют наибольшую токсикологическую опасность для водных экосистем России. В зависимости от состава нефтепродуктов и времени контакта их с водой водорастворимая и коллоидная фракции (состоящие на 90% из ароматических углеводородов) обнаруживаются в водоемах в концентрациях 0,5–40 мг/л. Для очистки нефтезагрязненных сточных вод от растворенных и коллоидных примесей применяют отстаивание, флотацию, биологические методы.

Значительное число хранилищ нефтешламов и отходов, построенных еще с начала 50-х годов, в настоящее время превратилось из средства предотвращения нефтезагрязнений в постоянно действующий источник этих загрязнений. Наиболее широко распространены загрязнителями сточных вод являются нефтепродукты: неидентифицированная группа углеводородов нефти, мазута, керосина, масел и их примесей, которые вследствие их высокой токсичности, принадлежат, по данным ЮНЕСКО, к числу десяти наиболее опасных загрязнителей окружающей среды.

Нефтепродукты могут находиться в растворах в эмульгированном, растворенном виде и образовывать на поверхности плавающий слой, что значительно затрудняет их переработку. В этой связи предложенная в настоящем исследовании система очистки нефтезагрязненных сточных вод может являться альтернативным подходом к решению данной проблемы.

На сегодняшний день в вагонном депо «Желдорсервис» существует назревшая проблема очистки промышленных сточных вод. После цикла обмытки деталей вагона, отработанный нефтезагрязненный моечный раствор попадает в отстойник и нефтеловушку. В нефтеловушке отходы накапливаются и по мере их накопления сдаются в ООО «Экойл» согласно договору об оказании услуг по утилизации промышленных отходов. Ежемесячно колесно-роликовый участок сбрасывает в сток 16,25 м³ моего раствора, содержащего большое количество каустической соды, свободные и эмульгированные в водном моеющем растворе различные маслонепфтепродукты. Отработанные моеющие растворы (содержащие маслонепфтепродукты) относятся к 4 классу опасности.



1. Флотация промышленных стоков колесно-роликового участка

Для непрерывного извлечения маслонефтепродуктов из моечного раствора в КРУ предлагается внедрение установки «Флотатор У» с начальной стоимостью 127 тысяч рублей. Внедрение флотационной установки «Флотатор У» для непрерывной очистки рабочих моющих растворов значительно упростит сбор маслонефтепродуктов из моющих растворов, увеличит срок службы моющего раствора, уменьшит его образование, уменьшит трудоемкость очистки ванн моющей машины от маслонефтепродуктов, уменьшит энергопотребление, повысит производительность и эффективность работы моющих машин, а так же, «Флотатор У» без особых сложностей встраивается в очистные сооружения и совмещается с различными системами моющего и очистного оборудования КРУ (рис.1).

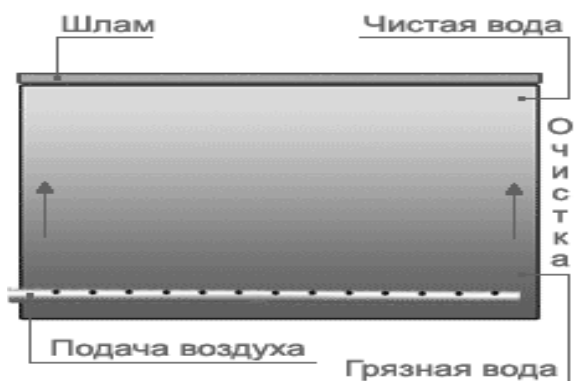


Рис. 1

Обезвреживание утилизируемых жидкостей достигается до полного разделения их на составляющие — воду и нерастворимый осадок. Очищенная вода будет использоваться в промышленном обороте для повторного приготовления моющего раствора. Применение флотаторов обусловлено тем, что при флотационной обработке наряду с повышенными концентрациями нефтепродуктов и взвешенных веществ эффективно удаётся скоагулировать, окислить и удалить загрязнители (нефтепродукты и взвешенные вещества) схема 1.



Схема 1



В данной работе рассматривается возможность применения напорной флотации. Напорная флотация на флотационных установках — это процесс очистки, который происходит в две стадии: насыщение воды воздухом под давлением, при которой взвеси из воды всплывают с помощью пузырьков газа. Предлагаемый флотационный метод очистки способствует созданию замкнутого цикла использования очищенной воды путем выделения твердых частиц из жидкой фазы. Используемые на данный момент отстойник и нефтеловушка для сбора отработанного раствора и дальнейшей передачи предприятию-переработчику предлагаются к использованию в качестве шламонакопителя для сбора и обезвреживания с применением биологических препаратов в единой системе очистки отработанного моеющего раствора.

2. Описание процесса коагуляции и флокуляции для предлагаемой системы очистки

Коагуляция — этап, во время которого происходит дестабилизация коллоидных частиц. При обработке воды коагуляция достигается путем добавления химических реагентов в водяную суспензию, где рассеянные коллоидные частицы собираются в большие агрегаты, называемые хлопьями или микрохлопьями. Основная функция коагуляции заключается в дестабилизации частиц. В настоящее время используют два основных вида коагулянтов — минеральные и органические. Поскольку в основе минеральных коагулянтов лежат соли железа, в данном случае они не применимы, так как ведут к быстрому развитию коррозии металлического оборудования и трубопровода. Флокуляция — этап, во время которого дестабилизированные коллоидные частицы собираются в агрегаты (этап, следующий за коагуляцией).

3. Использование биологических методов очистки для полной утилизации нефтешламов

С целью эффективной утилизации нефтешламов разработан метод биологического расслоения с утилизацией остатков. В этом методе нефтешлам откачивается в отстойник для обработки его в аэробных условиях.

В отстойнике поддерживается культура аэробных бактерий, которые утилизируют оставшийся нефтепродукт, образуя при этом липиды и другие продукты жизнедеятельности. Для нормальной жизнедеятельности микроорганизмов в отстойник подается воздух. Предложенный метод биологической утилизации нефтешламов позволяет утилизировать нефтеотходы без значительных затрат. Отходы такого качества можно использовать в виде органического удобрения.

4. Предлагаемая флотационная система очистки промышленных стоков колесно-роликвого участка с последующим применением биологических методов очистки

Очистка нефтезагрязненных производственных вод сложная технологическая задача. В данном разделе поэтапно предложен цикл очистки.

После обмывки деталей вагона в ванне образуется нефтезагрязненный моеющий раствор, который насосом подается во флотатор, в процессе пода-



чи раствора в трубопровод для лучшего смешения подаются реагенты (коагулянт и флокулянт). В процессе флотации образуется нефтешлам и очищенная вода. Очищенная вода продолжает закрытый цикл. Нефтешлам попадает в отстойник и зависимо от времени года накапливается в нем. В теплое время года при температуре окружающей среды не менее 150С в отстойник подается биопрепарат и воздух, после чего происходит процесс биоразложения, образуя при этом органическое удобрение (схема 2).



Схема 2

5. Экономический эффект

Расчет эффективности внедрения флотационной установки с применением реагентов для очистки отработанного моющего раствора колесно-роликового участка, с последующей биологической обработкой образующихся нефтешламов.

Расчет выполнен по данным и состоянию работы Колесно-роликового участка вагонного депо «Желдорсервис» за истекший период 2012 года.

Колесно-роликовый участок ежегодно передает на утилизацию 195 м3 отработанного моющего раствора, содержащего большое количество каустической соды, свободные и эмульгированные в водный моющий раствор различные маслонефтепродукты.

Годовой расход препарата на 19,2 т. нефтешлама составит 38,4 кг, удобрений 5,8 кг.

Годовые расходы на биопрепарат и удобрения — 116360,00 руб.

Всего расходы составят — 142685,00 руб.

Стоимость затрат на эксплуатацию и содержание флотационной установки составит 157685 руб./год.

Экономический эффект, учитывая срок службы флотатора 10 лет, составит 1425191 руб.

Срок окупаемости установки составит 1 год и 2 месяца.

Расчет обоснованности затрат (табл. 1).

Таблица 1

Затраты на вывоз	275299 руб.
Установка флотатора	151659 руб.
Расходы на реагенты	142685 руб.



Выводы

Применение предложенной системы очистки отработанного моещего раствора, содержащего маслонефтепродукты, в колесно-роликовом участке вагонного депо «Желдорсервис» позволит:

- увеличить срок использования моещего раствора;
- исключить расходы на вывоз отработанного моещего раствора и нефтешлама;
- преобразовать нефтешламные отложения в органическое удобрение;
- сократить потребление воды для обмывки деталей вагонов в КРУ;
- изменить имеющуюся на данный момент проблему загрязнения окружающей среды при передаче и транспортировке отработанного моещего раствора и нефтешлама.

Создание концептуальной модели пласта Дкт-1 Вахитовского месторождения

Е. С. Лопатина

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Актуальность: колганская толща, к которой приурочен пласт Дкт-1, является уникальным геологическим объектом — это терригенная пачка пород, распространённая локально в объёме мощной карбонатной платформы. Запасы пласта Дкт-1 составляют 60% геологических запасов месторождения, вот почему ему уделяется особое внимание. Недропользователю долгое время было непонятно, почему добывающие скважины, находящиеся на одинаковом расстоянии от нагнетательной (500 м), дают дебиты нефти, различные в 10 раз (60 и 600 т/сутки). Около 40% скважин пробурены в литологически «неудачные» зоны, вот почему назрела необходимость проведения углублённого анализа геологического строения пласта.

Цель исследования: повышение эффективности разработки.

Решаются задачи: детальная корреляция отложений, прогноз распространения коллекторов, анализ процессов разработки с точки зрения фациального анализа.

Новизна работы: применение фациального анализа на этапе активной разработки, а также комплексный подход к изучению — впервые совместно проанализированы данные керн, ГИС, сейморазведки и истории разработки залежи.

Вахитовское месторождение расположено в Оренбургской области, в тектоническом отношении приурочено к Восточно-Оренбургскому валлообразному поднятию. Исследуемый пласт — Дкт-1 — сформирован в позднефранском ярусе девонской системы и представлен терригенными песчано-гравийными породами общей мощностью около 50 м.

В качестве исходных данных были взяты данные по 40 скважинам, в том числе 8 скважин с керном общим выносом 220 м; куб 3Д сейсмо-



разведки площадью 130 км², более 900 образцов ФЕС, данные по добыче с 2002 г.

На сейсмическом разрезе пласт Дкт-1 представляет собой клиноформенное линзовидное тело с погружением в северном направлении. Именно благодаря сейсморазведке удалось оконтурить структуру и спрогнозировать распространение залежи.

Геологической особенностью залежи является её большая расчленённость. Так, например, величина пропластков достигает 39 единиц.

Литолого-фациальный анализ

Основные этапы литолого-фациального анализа (далее по тексту — ЛФА) включают в себя выделение литотипов, объединение их в фации, восстановление условий осадконакопления и прогноз распределения коллекторов по месторождению.

Для детального ЛФА на первом этапе работы были использованы данные по 8-ми эталонным скважинам. При описании керна в зависимости от набора фациальных характеристик, таких как морфологическая текстура, структура, размер зёрен, цвет, следы жизнедеятельности организмов и т.д., было выделено 8 литотипов (например, песчаник гравелитовый плохосортированный, песчаник светло-серый с мелкозернистым косослоистый, переслаивание алевролита и аргиллита, аргиллит с горизонтальной слоистостью и др.).

Далее определённые последовательности литотипов были объединены в фации, причём количество выделенных фаций должно быть оптимальным для геологического моделирования. Вот почему были выделены 4 основные литофации: канал, заиливающийся канал, устьевой бар, дельтовая равнина. Седиментологическая колонка по данным керна и комментарии к ней представлены на рис. 1, на котором отчётливо видно, как фации часто сменяют друг друга по разрезу — это свидетельствует о частой смене обстановок осадконакопления и невыдержанности геологических объектов.

Отсутствие эрозионных границ в керне характеризует скорее подводную обстановку накопления, вот почему тонкие углистые прослои образовались не *in-situ*, а были снесены с континента мощными дельтовыми потоками. Наличие взмучивания является индикатором мощных потоков терригенного материала. Таким образом, было выявлено, что осадконакопление происходило в условиях активной гидродинамики приливно-отливной дельты. Интенсивное осадконакопление не позволило произвести хорошую сортировку и обеспечило отсутствие цемента.

Таким образом, в каждой скважине было проведено литологическое расчленение разреза с указанием фациальной принадлежности. Далее для каждой фации были получены собственные петрофизические зависимости проницаемости от пористости. Это является неременным условием для построения геологической модели.

Для задания параметров моделирования был найден современный аналог обстановки осадконакопления — это дельта реки Ганг в Южной Азии (рис. 2). Схема (слева) и фото (справа) были сделаны с интервалом в 20 лет, и отчётливо видно, что основное направление сноса сохранилось,

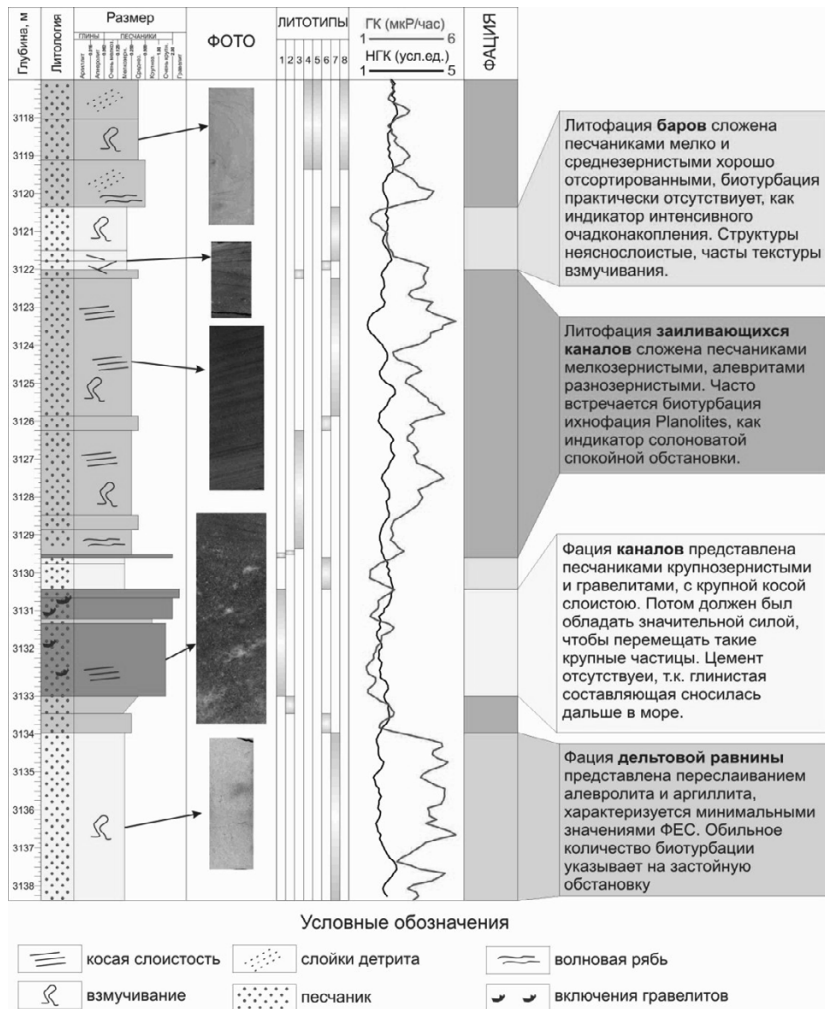
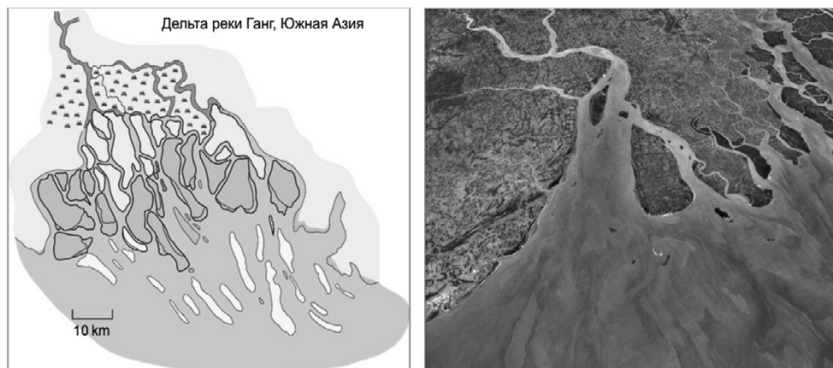


Рис. 1. Выделение литотипов и фаций по данным керна и ГИС

а отдельные рукава и бары мигрировали. Это ещё раз доказывает частую смену обстановок седиментации.

По приведённому аналогу были получены размеры баровых тел (0,5–4 км×0,5–20 км) и ширина русел (0,5–5 км) для геологического моделирования.

Для улучшенного понимания процессов осадконакопления были выделены 6 циклов в пределах пласта Дкт-1. Эти границы созданы для интеграции в геологическую модель и оптимизации гидродинамической связи (рис. 3, выделены пунктиром).



а) схема дельты реки Ганг

б) фото дельты реки Ганг

Рис. 2. Сопоставление схемы и фотографии, сделанные с интервалом в 20 лет

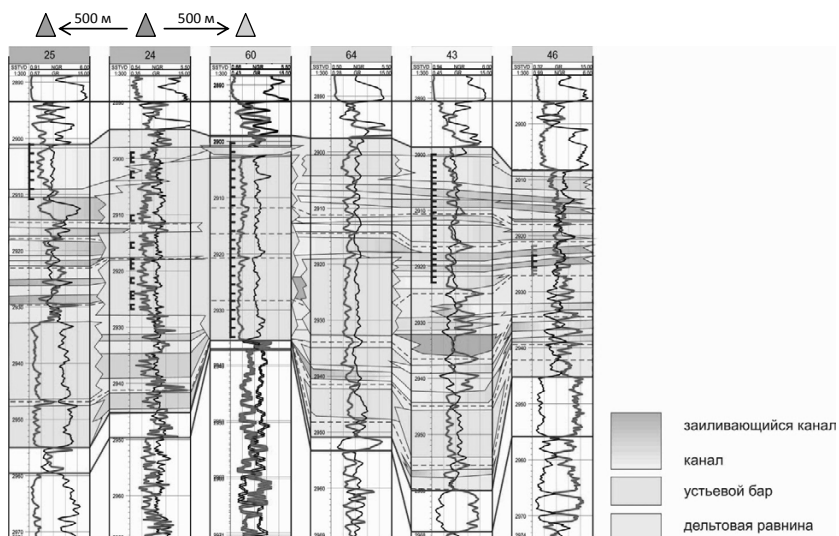


Рис. 3. Схема корреляции терригенных отложений, на которой отчётливо видно сложное строение резервуара. Скважина 25 и 24 расположены в разных фациальных обстановках, в то время как скважины 24 и 60 попадают в единое мощное баровое тело

Практическое применение ЛФА

На схеме корреляции отчётливо видно сложное строение пласта — отдельные линзы выклиниваются, образуя сложную мозаику взаимопереходов и замещений. Сопоставление разработки и детальной



корреляции показало несоответствие тех пропластков, в которые закачивают воду и тех, из которых добывают нефть. Отчётливо это видно на рис. 3, где проанализировано влияние нагнетательной скважины на две соседние добывающие. Как видно из схемы корреляции, фациальные обстановки в скважинах 24 и 25 существенно разнятся, и закачка жидкости не даёт ошутимого эффекта на добычу в скважине 25, где дебит нефти около 50 т/сут. С другой стороны, скважины 24 и 60 попадают в единое мощное гидродинамически связанное баровое тело, поэтому скважина 60 работает стабильно с 2004 года, и дебит нефти в среднем составляет 350 т/сут.

В результате проведённого анализа, сопоставления данных керна, ГИС, сейсморазведки и анализа гидродинамической сообщаемости скважин, была получена концептуальная модель месторождения (рис. 4), на которой зелёными овалами выделены рекомендованные зоны для бурения, а красными — рискованные, т.к. относятся к краевым частям залежи и по прогнозу попадают не в благоприятную фациальную обстановку. По данным рекомендациям в 2012 году были пробурены скважины, которые полностью оправдали прогнозные дебиты и фациальные обстановки. Так, например, из скважины 19, вскрывшей канал, поступает 173 тонны нефти в сутки, а соседняя скважина 48, пробуренная в «красной» зоне, даёт дебит 100 т/сут — это максимальное значение для фации заливающегося канала.

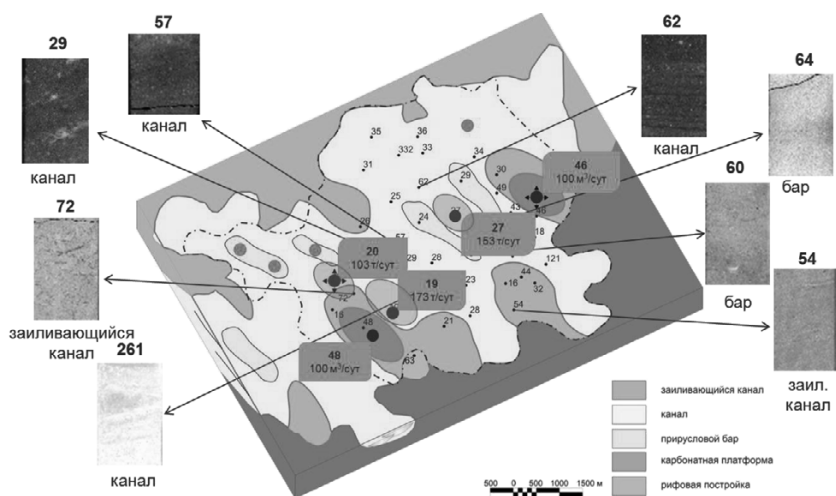


Рис. 4. Концептуальная модель осадконакопления пласта Дкт-1

Был проведён анализ дебитов скважин по фациям. Как видно из графика на рис. 5, максимальные дебиты приурочены к баровой фации, минимальные — к дельтовой равнине. Можно заметить, что на графике точки в рядах пересекают друг друга по оси дебитов и зависимость не строгая, это ещё раз доказывает значительную неоднородность разреза.

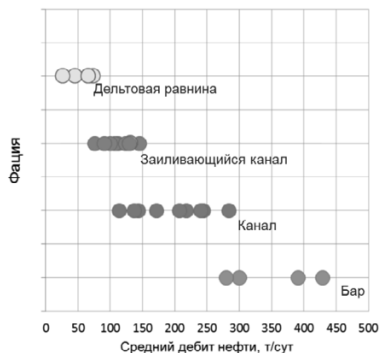


Рис. 5. Зависимость дебитов нефти от принадлежности к фации

Оценка экономической эффективности показала, что бурение в фацию баров даёт максимальный положительный эффект, а бурение в фацию дельтовой равнины будет убыточным. По итогам оптимизации системы разработки с учётом фашиальной неоднородности получены графики прироста накопленной добычи и прибыли (рис. 6).

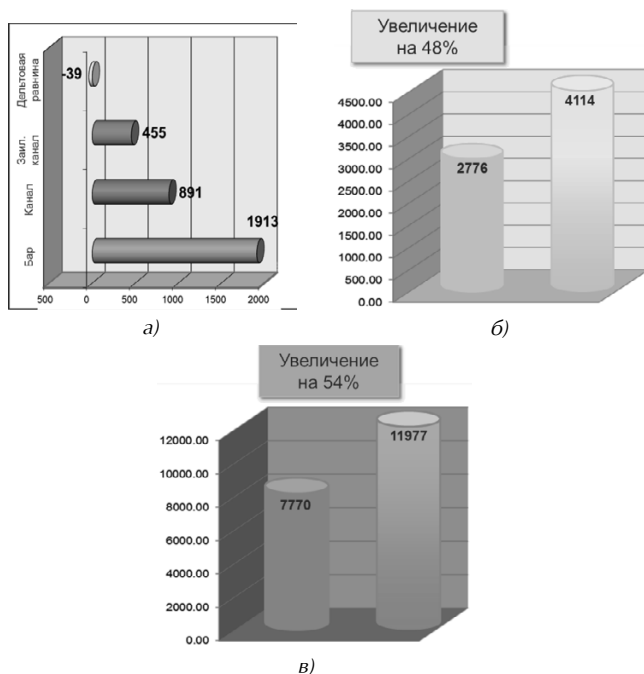


Рис. 6. а) оценка экономической эффективности бурения в каждую фашиальную зону; б) прогноз накопленной добычи от применения ЛФА по десяти скважинам; в) прогноз прибыли от применения ЛФА по десяти скважинам



Выводы

1. Сложное строение коллекторов объяснено с точки зрения осадко-накопления
2. Проект оценён как положительный с точки зрения влияния на охрану окружающей среды, технику безопасности и охрану труда.
3. Предложенный анализ позволил увеличить добычу на 48%, прибыль на 54%.
4. Концептуальная модель может и должна быть использована при анализе разработки, даже на этапе активной добычи. Эта методика может быть успешно распространена на другие месторождения, включая зрелые залежи Оренбургской области.
5. Результаты анализа подтверждены бурением.

Оптимизация системы учета и потребления топливного газа, используемого на производственно-эксплуатационные нужды технологических объектов завода по подготовке конденсата к транспорту ООО «Газпром переработка»(ЗПКТ)

К. С. Луговая

НОУ СПО «Новоуренгойский техникум газовой промышленности»

Проблема снижения энергетических затрат становится все более актуальной в мировом аспекте и особенно для российской экономики, поскольку у нас энергоёмкость промышленного производства обычно оказывается выше общемировых показателей. Эта проблема еще более обостряется в связи с постоянным увеличением стоимости энергоснабжителей.

Потребляемый заводом газ используется в качестве топлива технологических печей, котлов котельных, топлива для компрессоров дожимной компрессорной станции, а также в качестве запального и затворного газа на факельные установки.

В 2007 году в связи с переходом завода в состав ООО «Газпром переработка» и приобретением газа у региональной компании по реализации газа затраты на приобретение газа выросли почти в 3 раза. В связи с этим большую важность приобрел вопрос достоверного прогнозирования потребления топливного газа.

Решение задач по эффективному планированию потребления топливного газа и снижению затрат на его приобретение необходимо осуществлять в следующей последовательности.

Первый этап — это организация точного учета газа на каждой единице газоиспользующего оборудования с возможностью регистрации и получения данных в режиме реального времени.

Второй этап — проведение режимно-наладочных работ и испытаний для оптимизации потребления газа и достижение максимально возможного коэффициента полезного действия при рабочих нагрузках.



Третий этап — это разработка нормативно-методической базы, то есть норм расхода по результатам выполнения 1 и 2 этапа и получение достоверных прогнозов о потреблении топливного газа

И четвертый этап — это разработка мероприятий по оптимизации потребления топливного газа с внедрением новейших технологий.

Учет

До 2008 года все приборы учета топливного газа на завод, кроме установки УДК-2, представляли собой самопишущие или просто показывающие сильфонные дифманометры. Данные приборы не позволяют осуществлять учет потребляемого топливного газа с необходимой точностью из-за морального и технического старения.

Согласно «Правилам учета газа» на каждом узле должны определяться:

- время работы узла учета;
- расход и количество газа в рабочих и нормальных условиях;
- среднечасовая и среднесуточная температура газа;
- среднечасовое и среднесуточное давление газа.

Также узлы учета должны быть защищены от несанкционированного вмешательства.

Для выполнения этих условий в 2008 году были проведены работы по переоборудованию узлов, позволяющих вести коммерческий расчет с поставщиком газа. Замерные узлы были переоборудованы на:

1. Линии подачи топливного газа с УКПГ-2 на ДКС.
2. Линия подачи запального и затворного газа на факельные установки.
3. Линии подачи газа с установки УСК в топливную сеть завода.

Переоборудование замерных узлов заключалось в установке комплексов приборов КИП и А в составе: средств первичных преобразователей расхода, температуры и давления типа Метран 100 и Метран 256 и корректоров марки СПГ 761 и СПГ 763.

В результате переоборудования повысился класс точности узлов замера с 2.5 до 1.5, появилась возможность оценки расхода газа в реальном времени.

В основном же, установки, использующие газ в настоящее время, оснащены технически и морально устаревшими приборами учета. Для достоверного учета необходимо как минимум переоборудование общих узлов замера по каждой установке.

Переоборудование узлов замера газа на котельной ЗПКТ запланировано в 2010 году, а УСК и УДК-1 в объеме реконструкции системы КИП и А выполнялось в период 2010–2012 г.

Режимоналадка

Вторым этапом является проведение режимно-наладочных работ — это комплекс работ, включающий в себя наладку газоиспользующего оборудования в целях достижения проектного коэффициента полезного действия в диапазоне рабочих нагрузок, наладку средств автоматического регулирования процессов сжигания топлива

На ЗПКТ в конце 2008 года эти работы были проведены на некоторых технологических печах.



Отношение количества воздуха, подаваемого на горение к теоретически необходимому, называют коэффициентом избытка воздуха. Для газообразного топлива оптимальным значением коэффициента избытка являются показатели, находящиеся в пределах от 1,05 до 1,15.

Данные, полученные при проведении РНР, представлены в таблице 1.

Как видно из таблицы значения коэффициента избытка воздуха на печах ЗПКТ значительно превышают справочные значения. Данное превышение возникает за счет наличия неорганизованных подсосов воздуха в топку печи из-за неплотностей обшивки и приводит к увеличению потерь тепла с уходящими дымовыми газами. По результатам режимно-наладочных работ были выданы рекомендации о проведении ремонта обшивки печей с тщательной ее герметизацией, данные работы были включены в план капитального ремонта на 2010–2012 годы.

При проведении режимно-наладочных работ было установлено, что коэффициент полезного действия печей далек от своих оптимальных значений. На некоторых технологических печах значения КПД находятся в районе 70–75%.

Таблица 1

Данные режимно-наладочных работ

Печи	Содержание в дымовых газах			КПД, %	Расход газа, м ³ /ч	Коэффициент избытка воздуха	Потери тепла с уходящими газами, %
	O ₂ , %	CO, ppm	CO ₂ , %				
УДК-1, П-301а-1	7,8	40	8,2	79,3	440	1,53	18,3
УДК-1, П-301а-2	9,5	30	7,1	79,5	450	1,74	18,1
УДК-1, П-301а-3	7,2	80	8,5	77,6	450	1,47	20
УДК-1, П-301а-4	6	25	9,3	79,2	440	1,36	18,3
УДК 2, П-201–5	12	25	5,6	75,2	788	2,2	23,2
УДК 2, П-201–6	13	25	5,6	69,9	744	2,5	28,3
УДК 2, П-201–7	10	20	6,8	82,9	683	1,82	15,5
УДК 2, П-201–8	12	30	5,6	77,1	745	2,2	21,3
УППБ, П-701	8	20	8	82,8	180	1,55	14,3
УСК, 2П 301–1	10,3	50	6,6	82,1	200	1,87	15,4

Нормы

Третий этап — это нормирование расхода топливного газа разработка точных норм для получения достоверных прогнозов о потреблении топливного газа и планировании затрат на его приобретение.

Помимо этого нормы позволяют производить анализ и оценку потребления топливного газа. Основной проблемой при нормировании то-



пливного газа на заводе является невозможность определения теплоты сгорания газа в режиме реального времени.

Исходя из схемы получения топливного газа, на ЗПКТ существуют режимные колебания в его составе, в связи с чем, происходит изменение теплоты сгорания газа. Кроме того, имеются также и сезонные изменения в составе топливного газа.

В линию топливного газа поступает газ деэтанализации и газ из рефлюксных емкостей УСК, которые имеют различную теплотворную способность. В летнее время, основную часть топливного газа составляет рефлюксный газ, калорийность которого больше чем газа деэтанализации, а газ деэтанализации используется в минимальном объеме. В зимнее время увеличивается доля газа деэтанализации и теплотворная способность топливного газа снижается.

С января 2009 года в производственном отделе разработан и внедрен программный комплекс, который позволяет собирать и архивировать данные о среднесуточном составе топливного газа с последующим пересчетом на низшую теплоту сгорания, а также вести анализ обобщенного потребления топливного газа в зависимости от калорийности и оценку эффективности его использования с учетом переработанного сырья на отдельных установках.

Для оперативного реагирования на изменение теплоты сгорания и достоверного прогнозирования потребления газа необходима установка поточного прибора, позволяющего определять теплоту сгорания газа в режиме реального времени, поскольку в настоящее время оценка калорийности производится на основании анализа проб, отбирающихся 1 раз в сутки.

Норма расхода газа (норма удельного расхода газа) — плановый показатель расхода газа для производства единицы продукции (или работы) установленного качества с учетом планируемых условий производства.

Технологическая норма расхода газа — технически обоснованная норма расхода газа, учитывающая его расход на осуществление основных и вспомогательных технологических процессов производства данного вида продукции, расход на поддержание технологических агрегатов в горячем резерве, на их разогрев и пуск после текущих ремонтов и холодных простоев, а также технически неизбежные потери энергии при работе оборудования, технологических агрегатов и установок.

Оптимизация потребления

Заключительным этапом является оптимизация потребления топливного газа, на ЗПКТ, она тесно связана с проведением режимно-наладочных работ и модернизацией, как самого газоиспользующего оборудования, так и систем автоматизации технологических процессов.

Организовать работу печей и котлов с оптимальными значениями коэффициента избытка воздуха можно, имея информацию о содержании свободного кислорода в дымовых газах. Для этого необходима установка газоанализаторов, поскольку в настоящее время обслуживающий персонал управляет процессами горения, исходя из полученного личного опыта, визуально определяя оптимальный режим сжигания газа.



При осуществлении процесса горения с низким коэффициентом избытка воздуха возникает проблема химического недожога газа и, как следствие, снижение экологичности работы газоиспользующего оборудования.

То есть для получения оптимального регулирующего воздействия необходимо иметь информацию, как о содержании свободного кислорода, так и о продуктах химического недожога в дымовых газах. Обеспечить оптимальную работу газоиспользующего оборудования можно только на базе микропроцессорных систем регулирования соотношения воздух-газ, имея комплексную информацию о содержании O_2 и CO в продуктах сгорания. Такие автоматизированные системы регулирования позволяют экономить от 6–10 % газа.

Экономика

В связи с ростом цен затраты на приобретение газа постоянно возрастают, поэтому решение вопроса оптимизации потребления, направленного на снижение затрат по данной статье бюджета, является одним из самых приоритетных направлений.

На диаграмме представлено распределение доли затрат по приобретению газа в общей массе материальных затрат по заводу, при этом к 2012 году затраты составят порядка 31 %.

Планируемый объем переработки конденсата на установках деэтаннизации в 2010 году составляет порядка 6,5 млн тонн. Для переработки такого количества конденсата необходимо 25 млн m^3 газа, при этом стоимость его будет около 39 млн руб. В денежном выражении экономия при внедрении автоматических систем, позволяющих осуществлять регулирование соотношения воздух-газ, составит от 2,3 до 3,9 млн руб.

Затраты на переоборудование одной печи УДК составят порядка 1 млн руб., окупаемость установки систем регулирования на УДК составит около 3 лет.

Разработка достоверных норм с учетом калорийности топливного газа позволит более точно спрогнозировать его потребление и избежать применения штрафных коэффициентов при перерасходе газа, а так же возможных выплат неустоек за невыбранный газ.

При оценке экономического эффекта необходимо заметить, что при несоответствии коммерческих замерных узлов требованиям «Правил учета газа» объем газа будет определяться по объему потребления газа, соответствующему проектной мощности неопломбированных газопотребляющих установок и времени, в течение которого подавался газ. В настоящее время реальное потребление газа в 7–8 раз меньше общей проектной мощности, и переоборудование узлов замера топливного газа уже позволило избежать неоправданных затрат на его приобретение.

Предполагаемая экономия топливного газа применительно к объему газа, потребленному в 2009 году, составит до 4,9 млн m^3 в год. В денежном выражении экономия составит до 5,8 млн руб.



Заключение

Проблема, эффективного использования газа, по своей сути, очень многогранна и проявляется также в других направлениях:

1. Снижение потребления топливного газа как стратегического сырья в масштабе страны.
2. Снижение выбросов вредных веществ и газов, создающих парниковый эффект за счет снижения потребления газа при оптимизации горения как физико-химического процесса.
3. Уменьшение коксообразования и тепловой нагрузки на элементы конструкций газоиспользующего оборудования и, как следствие, снижение затрат на проведение текущих и капитальных ремонтов.

Оценка экономической эффективности строительства установки полимеризации пропан-пропиленовой фракции на ОАО «СНПЗ»

А. Н. Малолеткова

ОАО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод»

В настоящее время ужесточение требований экологического законодательства, направленное на снижение вредных выбросов при сжигании топлива, побуждает нефтеперерабатывающие заводы искать эффективные пути повышения качества товарных бензинов.

С целью увеличения рентабельности переработки нефти путем улучшения качества товарной продукции и увеличения глубины переработки нефти до оптимального уровня на ОАО «СНПЗ» проводится поэтапная реконструкция предприятия. Одно из важных ее мероприятий — строительство комплекса каталитического крекинга (FCC) — позволит увеличить количество перерабатываемого вакуумного газойля практически в 2 раза и повысить выпуск светлых нефтепродуктов.

Кроме светлых нефтепродуктов, на установке каталитического крекинга FCC будут вырабатываться побочные продукты, часть которых (бутан-бутиленовая фракция) будет участвовать в дальнейшей переработке (производство МТБЭ и установка алкилирования), а оставшаяся часть (пропан-пропиленовая фракция — ППФ) направляться на реализацию. Существует технологический процесс полимеризации ППФ «Dimersol G» — полимеризации ППФ на гомогенном катализаторе (металл-органическом соединении) — при котором происходит олигомеризация олефинов C_3 при температуре окружающей среды с высокой селективностью по C_6 . Лицензиаром данного процесса является фирма «Axens».

Предлагается использовать пропан-пропиленовую фракцию для получения высокооктанового димеризата, в составе которого отсутствуют сернистые соединения и ароматические углеводороды, с целью вовлечения в процесс компаундирования товарных бензинов. Для этого необходимо строительство на ОАО «СНПЗ» установки полимеризации пропан-пропиленовой фракции с использованием технологического процесса «Dimersol G».



Из расчета материального баланса установки полимеризации были получены следующие данные. В результате полимеризации пропан-пропиленовой фракции в количестве 87 282 тыс. т/год образуется высокооктановый димеризат в количестве 55 572 тыс. т/год и СУГ C_3 (сжиженные углеводородные газы) в количестве 31 710 тыс. т/год. СУГ C_3 направляются в товарный парк для реализации на сторону. Димеризат участвует в дальнейшем компаундировании с целью получения высокооктанового товарного бензина Премиум-95 ЕВРО-5.

В табл. 1 отражен вариант компаундирования товарных бензинов Регуляр-92 ЕВРО-5 и Премиум-95 ЕВРО-5 без вовлечения полученного в результате полимеризации димеризата (согласно бизнес-плану на 2015 год):

В табл. 2 представлен вариант компаундирования товарных бензинов Регуляр-92 ЕВРО-5 и Премиум-95 ЕВРО-5 с добавлением полученного в результате полимеризации димеризата (данный вариант рассчитан с помощью программы PIMS).

Как видно из второго варианта компаундирования, дополнительное введение димеризата в количестве 55 572 тыс. т позволяет увеличить количество выпуска товарного бензина Премиум Евро-95 на 520 873 т/год и снизить количество выпуска товарного бензина Регуляр Евро-92 на 465 345 т/год.

Срок инвестиционной стадии проекта строительства установки «Dimersol G» на ОАО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод» составляет 3 года.

Начало выпуска продукции — на четвертый год реализации инвестиционного проекта. Период расчета экономической эффективности проекта составляет 20 лет.

Были рассчитаны затраты на 1 тонну планируемой к выпуску продукции на установке «Dimersol G» в 2015 году (таблица 3). Продолжительность работы установки принята 8040 часов в год.

Рассчитано, что доля в росте операционных затрат в 2015 году, в целом, по предприятию при вводе установки «Dimersol G» составит 5,27%.

Далее был произведен расчет экономической эффективности строительства установки полимеризации пропан-пропиленовой фракции на ОАО «Сызранский НПЗ» за расчетный период с 2012 по 2032 годы. Ставка дисконтирования равна 20%.

Таким образом, полученный чистый приведенный доход (NPV) за расчетный период с 2012 по 2032 годы равен 729 788 тыс. руб. Внутренняя норма рентабельности проекта (IRR) составила 30%. Дисконтированная норма доходности инвестиций (PI) равна 1,46. Дисконтированный срок окупаемости данного проекта составляет 8 лет и 3 месяца.

Расчет прибыли от реализации данного проекта показывает, что уже в 2015 году (предполагаемый год пуска установки) проект начнет приносить доход, в 2020 году окупятся затраты, потраченные на строительство установки и компания будет получать чистую прибыль.

Был произведен анализ чувствительности инвестиционного проекта к изменениям четырех факторов: объема финансирования проекта, цены на продукцию, цены на сырье и операционных затрат. Наибольшее влияние на показатели экономической эффективности инвестиционного проекта будет оказывать изменение следующих факторов: цены на продукцию и цены на сырье. Данный проект является наименее чувствительным к изменению операционных затрат.



Таблица 1

Вариант 1: компаундирование товарных бензинов Регуляр-92 ЕВРО-5 и Премиум-95 ЕВРО-5 без вовлечения димеризата

Наименование компонентов	Регуляр-92 (ЕВРО-5)						Окτανовое число, ММ	Окτανовое число, ИМ	Сера, % масс.	Сера, ppm	Олефины, % об.	Ароматика, % об.	Бензол, % об.						
	Количество				Плотность	Окτανовое число, ММ								Окτανовое число, ИМ	Сера, % масс.	Сера, ppm	Олефины, % об.	Ароматика, % об.	Бензол, % об.
	T	% масс.	М ³	% об.															
Изомеризат	291 458	27,27	441603	30,01	0,66	85,50	88,00	0,0005	5	0,0	0,1	0,10							
Алкилбензин	99 322	9,29	141889	9,64	0,70	94,00	95,00	0,0000	0	0,0	0,0	0,00							
Стаб. катализат 35/6	10 299	0,96	14304	0,97	0,72	85,50	95,20	0,0005	5	0,0	50,8	4,00							
Бензин FCC	342 005	31,99	456007	30,99	0,75	80,70	92,00	0,0018	18	40,0	22,0	0,85							
Стабильный катализат 35/11-300	33 486	3,13	42931	2,92	0,78	87,00	98,00	0,0005	5	0,0	61,5	0,80							
Стабильный катализат 35/11-600	292 405	27,35	374878	25,47	0,78	87,00	98,00	0,0005	5	0,0	61,5	0,80							
ИТОГО:	1 068 975	100,00	1471611	100,00	0,73	85,2	93,0	0,0009	9	12,4	24,8	0,56							
Потери	855																		
Товар	1 068 120	100,00	-	-	0,73	85,1	93,0	0,0009	9	12,4	24,8	0,56							
ГОСТ Р 51866-2002 (ЕВРО-5)					0,72-0,775	н/м 83	н/м 92	н/б 0,001	н/б 10	н/б 18	н/б 35	н/б 1,0							



Премии-95 (ЕВРО-5)												
Наименование компонентов	Количество				Плотность	Октановое число, ММ	Октановое число, ИМ	Сера, % масс.	Сера, ppm	Олефины, % об.	Ароматика, % об.	Бензол, % об.
	T	% масс.	м ³	% об.								
Алкилбензин	50 891	7,05	72701	7,57	0,70	94,00	95,00	0,0000	0	0,0	0,0	0,00
Стаб. катализат 35/6	58 359	8,08	81054	8,44	0,72	85,50	95,20	0,0005	5	0,0	50,8	4,00
Бензин МТБЭ	42 205	5,85	58618	6,11	0,72	101,00	111,00	0,0000	0	0,0	0,0	0,00
Бензин FCC	313 495	43,42	417993	43,55	0,75	80,70	92,00	0,0018	18	40,0	22,0	0,85
Стабильный катализат 35/11-300	106 173	14,71	136119	14,18	0,78	87,00	98,00	0,0005	5	0,0	61,5	0,80
Стабильный катализат 35/11-600	150 868	20,90	193421	20,15	0,78	87,00	98,00	0,0005	5	0,0	61,5	0,80
ИТОГО:	721 991	100,00	959907	100,00	0,75	85,5	95,7	0,0010	10	17,4	35,0	0,98
Потери:	578											
Товар	721 413	100,00	-	-	0,75	85,4	95,6	0,0010	10	17,4	35,0	0,98
ГОСТ Р 51866-2002 (ЕВРО-5)					0,72-0,775	н/м 85	н/м 95	н/б 0,001	н/б 10	н/б 18	н/б 35	н/б 1,0



Таблица 2

Вариант 2: компаундирование товарных бензинов Регуляр-92 ЕВРО-5 и Премиум-95 ЕВРО-5 с добавлением димеризата

Наименование компонентов	Количество				Плотность	Окта-новое число, ММ	Окта-новое число, ИМ	Сера, % масс.	Сера, ppm	Олефины, % об.	Ароматика, % об.	Бензол, % об.
	Т	% масс.	м ³	% об.								
Изомеризат	184 878	30,65	280118	33,44	0,66	85,50	88,00	0,0005	5	0,0	0,1	0,10
Алкилбензин	18 773	3,11	26819	3,20	0,70	94,00	95,00	0,0000	0	0,0	0,0	0,00
Стаб. катализат 35/6	52 336	8,68	72689	8,68	0,72	85,50	95,20	0,0005	5	0,0	50,8	4,00
Бензин FCC	250 371	41,50	333828	39,85	0,75	80,70	92,00	0,0018	18	40,0	22,0	0,85
Стабильный катализат 35/11-300	275	0,05	353	0,04	0,78	87,00	98,00	0,0005	5	0,0	61,5	0,80
Стабильный катализат 35/11-600	96 624	16,02	123877	14,79	0,78	87,00	98,00	0,0005	5	0,0	61,5	0,80
ИТОГО:	603 257	100,00	837683	100,00	0,72	84,0	92,1	0,0010	10	15,9	22,3	0,84
Потери	483											
Товар	602 774	100,00			0,72	83,9	92,0	0,0010	10	15,9	22,3	0,84
ГОСТ Р 51866-2002 (ЕВРО-5)					0,72-0,775	н/м 83	н/м 92	н/б 0,001	н/б 10	н/б 18	н/б 35	н/б 1,0

Регуляр-92 (ЕВРО-5)



Премии-95 (ЕВРО-5)												
Наименование компонентов	Количество				Плотность	Октановое число, ММ	Октановое число, ИМ	Сера, % масс.	Сера, ppm	Олефины, % об.	Ароматика, % об.	Бензол, % об.
	Т	% масс.	м³	% об.								
Изомеризат	106 580	8,57	161485	9,65	0,66	85,50	88,00	0,00005	5	0,0	0,1	0,10
Алкилбензин	131 440	10,57	187771	11,22	0,70	94,00	95,00	0,00000	0	0,0	0,0	0,00
Стаб. катализат 35/6	16 322	1,31	22669	1,35	0,72	85,50	95,20	0,00005	5	0,0	50,8	4,00
Бензин МТБЭ	42 205	3,39	58618	3,50	0,72	101,00	111,00	0,00000	0	0,0	0,0	0,00
Бензин FCC	405 129	32,59	540172	32,28	0,75	80,70	92,00	0,0018	18	40,0	22,0	0,85
Стабильный катализат 35/11-300	139 384	11,21	178697	10,68	0,78	87,00	98,00	0,00005	5	0,0	61,5	0,80
Стабильный катализат 35/11-600	346 649	27,88	444422	26,56	0,78	87,00	98,00	0,00005	5	0,0	61,5	0,80
Димеризат	55 572	4,47	79389	4,74	0,70	81,00	96,00	0,00000	0	100,0	0,0	0,00
ИТОГО	1 243 281	100,00	1 673 224	100,00	0,75	85,7	95,2	0,00008	8	17,7	30,7	0,64
Потери	995											
Товар	1 242 286	100,00			0,74	85,7	95,1	0,00008	8	17,6	30,7	0,64
ГОСТ Р 51866-2002 (ЕВРО-5)					0,72-0,775	н/м 85	н/м 95	н/б 0,001	н/б 10	н/б 18	н/б 35	н/б 1,0



Таблица 3

Затраты на 1 тонну планируемой к выпуску продукции на установке «Dimersol G» в 2015 году на ОАО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод», тыс. руб.

	Ед. изм.	По плану		
		к-во	цена	сумма
Сырье всего в т.ч.:	т	87 282		1 223 953
– пропан-пропиленовая фракция	т	87 282	14,02	1 223 953
Катализаторы и реагенты	т		0,48	41 741
Теплоэнергия	Гкал	9648	1,24	11 985
Электроэнергия	ткВтч	1 142	3,66	4 178
Сжатый воздух	тыс.м ³	715	1,60	1 146
Вода блокооборотная	тыс.м ³	2 790	3,915	10 921
Химочищенная вода	т	3 216	0,03	94
Амортизация				97 149
Текущий и кап. ремонт				12 892
Общепроизводственные расходы				14 245
Заработная плата				13 535
Начисления к заработной плате				4 602
Услуги				62 104
Итого материальных затрат (без сырья)				274 593
Полная себестоимость выпущенной продукции				1 498 546
Себестоимость 1 тонны выпущенной продукции в год				17,169

На рис. 1 представлен сравнительный анализ дисконтированного денежного потока ОАО «СНПЗ» без реализации инвестиционного проекта строительства установки «Dimersol G» и с учетом его реализации. Данная диаграмма показывает, что инвестиционный проект дает прирост дисконтированного денежного потока предприятия начиная с 2020 года, и к концу расчетного периода этот прирост составит 293 млн руб.

Таким образом, реализация проекта позволит получить товарный продукт с большей добавленной стоимостью: вовлечение димеризата в процесс компаундирования позволит компании получить прибыль от реализации дополнительного количества высокооктанового товарного бензина.

В работе установлено, что участие димеризата в процессе компаундирования товарных бензинов позволяет отказаться от приобретения дополнительного количества дорогостоящей присадки МТБЭ.

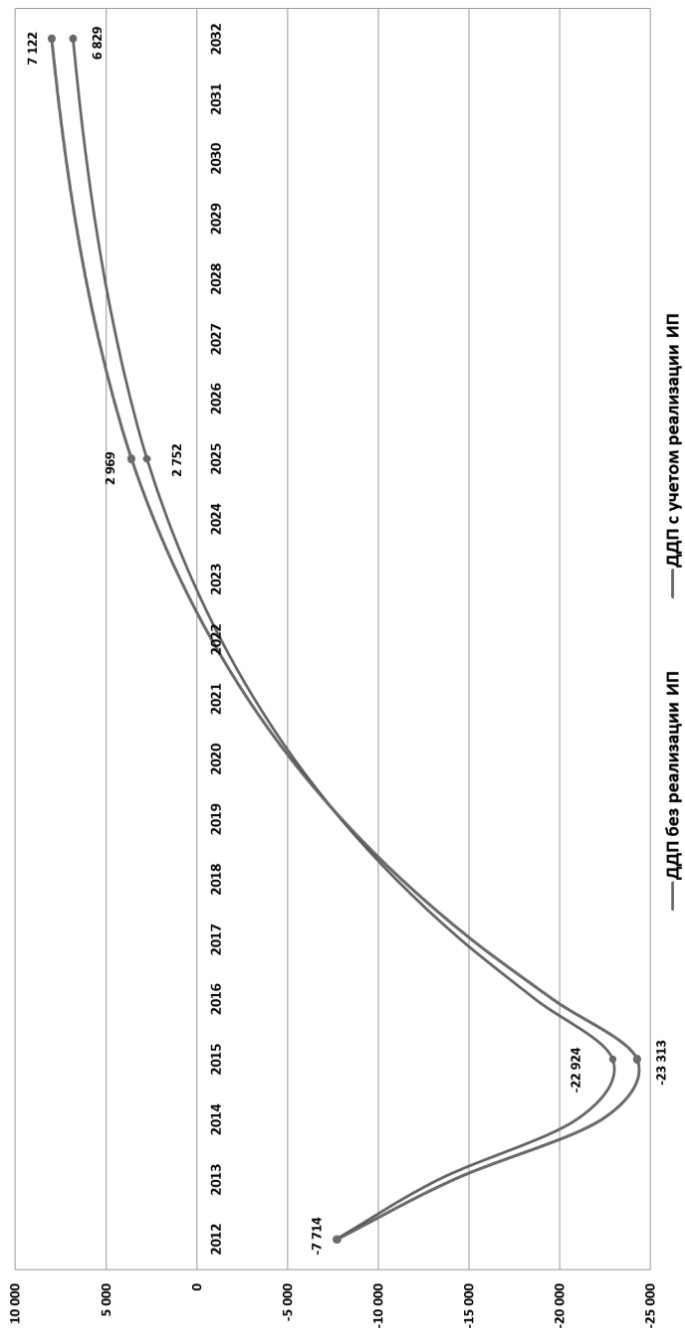


Рис. 1. Сравнительный анализ дисконтированного денежного потока ОАО «СНПЗ» без реализации инвестиционного проекта и с учетом его реализации, млн руб.



Получаемый в результате реализации проекта продукт — димеризат — является крайне востребованным благодаря своим качествам: высокое октановое число, отсутствие сернистых соединений и ароматических углеводородов. Условия, при которых протекает процесс производства, не оказывают пагубного влияния на экологическую обстановку.

Данный инвестиционный проект является экономически эффективным и рентабельным.

Рациональное использование углеводородного конденсата и увеличение выработки ШФЛУ на Белозерном ГПК

И. В. Марченко

ООО «Белозерный ГПК»

Одной из целей государственной программы «Энергетическая политика России до 2030 года» является эффективное использование природных энергетических ресурсов. В свою очередь, в рамках данной программы рассмотрены проблемы развития газовой промышленности. Среди них недостаточный уровень развития и оптимизации технологических процессов.

Наше правительство наметило стратегические цели и основные задачи развития газовой промышленности. Это развитие газоперерабатывающей промышленности для рационального использования ценных фракций углеводородного сырья и усовершенствования основных и вспомогательных технологических процессов.

Целью проекта является увеличение выработки ШФЛУ путем рационального использования углеводородного конденсата на Белозерном газоперерабатывающем заводе.

В настоящее время на предприятии углеводородный конденсат и вода, поступающие с попутным нефтяным и неотбензинным газом из приемного сепаратора М-102 по одной линии, и компрессат из сепараторов М-132, С-111, М-106 — по другой, направляются в аккумулятор-сепаратор жидкости М-133. Углеводородный конденсат из М-133 насосами Р-101 А/В/С с давлением 1,5–2,0 МПа откачивается в нефтесборные сети ОАО «Самотлорнефтегаз». В год откачивается до 20340 тонн углеводородного конденсата (УВК).

Недостатки существующей схемы:

1. Потери ценного нефтехимического сырья
2. Коррозия аппаратов и оборудования.

Газ регенерации, поступающий в сепаратор С-111, содержит много кислых компонентов. Отделившаяся жидкость (углеводороды и вода), поступая во входной коллектор сепаратора второй ступени компримирования М-132, вызывает коррозию коллектора и кубовой части самого аппарата. Частично происходит коррозия трубопровода на приеме компрессоров С-102 А/В.

Были проведены исследования газа в точке выхода из сепаратора М-132 в рабочем режиме и с перекрытием поступления УВК из сепаратора С-111



и М-106. Анализы показали, что содержание кислых продуктов в газе в 10 раз больше при поступлении УВК, т.е. происходит рецикл кислых компонентов в газе, что и вызывает коррозию аппаратов и оборудования.

Предложение заключается в установке дополнительного разделителя М-100 с внутренними коалесцентными устройствами на линии вывода углеводородного конденсата из сепараторов С-111, М-106, М-132, а также в установке азеотропной осушки УВК с выводом осушенного УВК в трубопровод ШФЛУ.

В разделителе будет отделяться капельная жидкость. Но так как в разделителе не удаляется растворенная вода в УВК, существует риск коррозии и образования гидратов в трубопроводе ШФЛУ. Для отделения растворенной воды и будет служить блок азеотропной осушки, это новая разработка научно-исследовательского и проектного института по переработке газа.

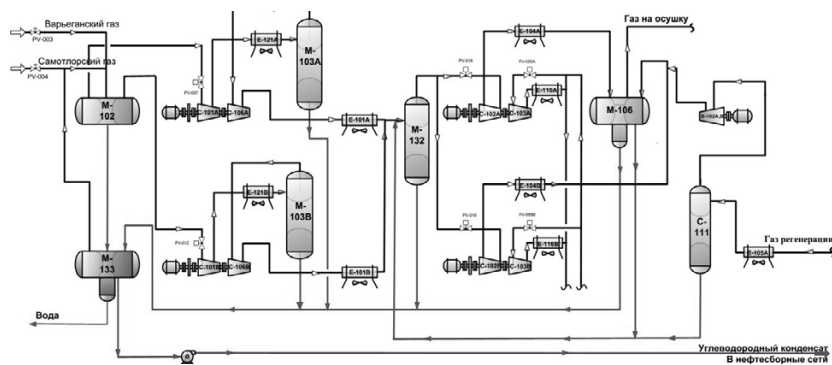


Рис. 1. Технологическая схема блока компримирования газа

Азеотропная осушка основана на способности легких углеводородов образовывать азеотропные смеси с водой. Азеотропная осушка проводится за счет нагрева конденсата, в результате чего из конденсата испаряются легкие углеводороды и растворенная вода, которые образуют азеотропную смесь.

Азеотропная осушка углеводородного конденсата позволит провести осушку углеводородной жидкости без использования абсорбентов или адсорбентов, что позволит снизить до минимума капитальные и эксплуатационные затраты.

Основным положительным эффектом при реализации данной схемы является рациональное использование углеводородного конденсата и увеличение выработки ШФЛУ на заводе.

Кроме того, при реализации предлагаемой схемы получают дополнительные преимущества:

1. Исключение коррозии аппарата М-132 и трубопровода.
2. Улучшение адсорбционной осушки.
3. Снижение риска гидратообразования в системе низкотемпературной конденсации (НТК).
4. Улучшение стабильности и эффективность работы блока НТК.

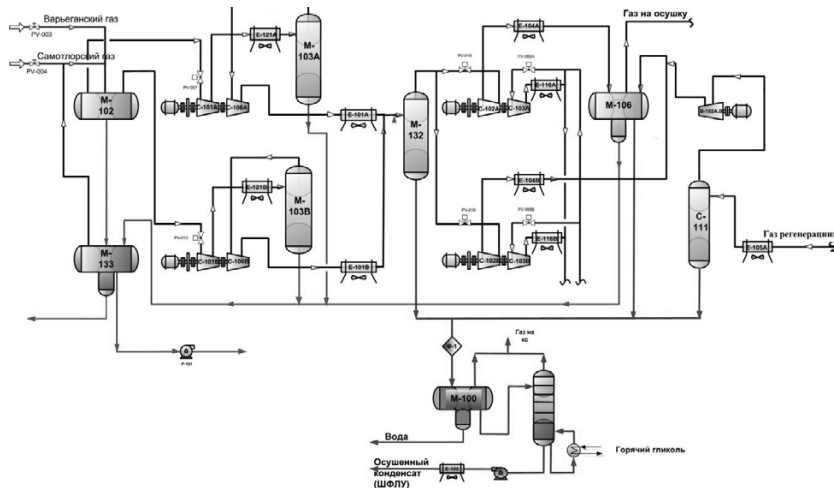


Рис. 2. Модернизированная технологическая схема

Условия реализации

Углеводородный конденсат из сепараторов С-111, М-106, М-132 поступает с давлением 0,6 МПа в разделитель М-100. В разделителе отделяется вода и легкие углеводороды. После разделителя УВК поступает в колонну азеотропной осушки. Рабочее давление в колонне 0,4 МПа. (В колонне поддерживается давление 0,4 МПа.) Кубовая часть колонны подогревается теплообменником с горячим гликолем. Температура куба колонны составит 70⁰С. Расход конденсата на осушку составит 7,3 тонны в час. Газовая сдвуха с колонны на прием компрессоров составит 500 кг/ч (400 м³/ч). Выход УВК после осушки с учетом сдвухов — 6,8 т/ч.

Расчет экономической эффективности

Затраты на внедрение проекта:

1) Капитальные затраты:

Оборудование и запчасти 49,5 млн руб.

Строительно-монтажные работы 14,5 млн руб.

Проектно-изыскательские работы 6 млн руб.

Итого 70 млн руб.

2) Эксплуатационные затраты:

Электроэнергия: Потребляемая мощность насоса откачивающего УВК составляет 35 кВт. Тариф за 1 кВт*ч = 2,168 руб. Затраты на электроэнергию составят: 35 кВт * 2,168 руб. * 8400 ч = 637 тыс. руб.

Затраты на топливный газ: Увеличение потребления топливного газа для обогрева колонны ориентировочно составит 20 м³/ч. Стоимость топливного газа составляет 1892 руб. за тыс. м³. Затраты на топливный газ составят: 20 м³/ч * 1892 руб. * 8400 ч. = 318 тыс. м³/год.

Ремонтные работы ориентировочно составят 100 тыс. руб.

Увеличение выработки ШФЛУ составит 1,9 т/час = 15960 т/год. Стои-



мость ШФЛУ составляет 9900 руб. Таким образом, прибыль от внедрения составит ориентировочно 158004 тыс. руб.

Экономический эффект равен:

Прибыль — (Капитальные затраты + Эксплуатационные затраты)
= 158004 тыс. руб. — (70000 тыс. руб. + 1055 тыс. руб.) = 86949 тыс. руб.

Срок окупаемости = Затраты / Прибыль = 0,4

Таблица 1

Эффективность проекта от внедрения за 1 год эксплуатации

Затраты	Экономия	Эффект
70,74 млн руб.	158,00 млн руб.	86,95 млн руб.

Окупаемость проекта составит 4 месяца
Срок внедрения проекта — 2013–2014 гг.

Данное предложение очень актуально для нашего предприятия. Реализация данного предложения возможна на других газоперерабатывающих предприятиях. В настоящее время готовится предложение о реализации проекта для рассмотрения на инвестиционном комитете.

Предлагаемое проектное решение обеспечит дополнительную выработку ШФЛУ на нашем предприятии. Реализация данного проекта потребует капитальных вложений, но они не превысят стоимости потерь, связанных с нерациональным использованием УВК.

Внедрение данного проекта это значительный шаг в современность, переход на новые горизонты освоения нефтегазовой промышленности предприятиями.

Разработка типовых решений и формирование альбомов чертежей установки и обвязки оборудования КИПиА с последующим внедрением при проектировании

О. В. Матвеева, Г. А. Григорчук
ОАО «Самаранефтехимпроект»

Важной частью проектирования является разработка систем автоматизации, где большую роль играет оборудование и контрольно-измерительные приборы (КИП), расположенные на трубопроводах и технологических аппаратах. При выборе оборудования КИП и способов его монтажа необходимо учитывать не только правильность ведения процесса, но и удобство его дальнейшей эксплуатации и взаимозаменяемости в случае выхода оборудования из строя.

На практике проектировщику приходится затрачивать на анализ и разработку решений по монтажу КИП много времени. Облегчить и упростить довольно трудоемкую задачу является актуальной проблемой. Естественно, что возникает вопрос о разработке новых типовых решений, учитывающих



современную номенклатуру оборудования и элементов, рекомендации руководящих документов и производителей КИП, пожелания Заказчика.

Существующие на данный момент альбомы типовых чертежей установки оборудования являются переработкой старых решений, созданных еще до стремительного обновления модельного ряда и широкого использования приборов, преимущественно иностранных производителей. Также каждый производитель приборов имеет свои требования, а каждый разработчик типовых решений имеет свое видение установки оборудования, что ведет к многообразию способов решений, применяемых в проектах, к тому же эти чертежи имеют недоработки и неточности.

Устранить замечания от Заказчика и ошибки при проектировании позволит разработка типовых решений и формирование альбомов чертежей установки и обвязки оборудования КИПиА, как проектной документации, заменяющей «Перечень закладных конструкций». Упростить процесс определения способа монтажа оборудования КИП в зависимости от различных условий эксплуатации помогло бы применение программного обеспечения.

Реализация данных идей была начата с анализа нормативной документации; были исследованы существующие типовые решения и существующие изделия для монтажа (клапаны и вентили, различные соединения, отводы и т.д.); также были изучены подобные документы других проектных организаций, в том числе и иностранных; и приняты во внимание рекомендации производителей оборудования.

Была проведена работа по нахождению оптимальных решений с выбором схемы соединений, исходя из: типа измеряемой среды (газ, жидкость, пар); технологических параметров (температура, давление); типа присоединения прибора к процессу (резьбовой, фланцевый); способа присоединения отборного устройства к процессу (штуцер, бобышка); подбора материалов, применяемых для большинства случаев; выбора схемы трубных проводок, соединяющих приборы измерения давления (разряжения), перепада давления с отборными устройствами для обеспечения надежной работы прибора с минимальными погрешностями и приемлемыми динамическими характеристиками (освобождение линий от конденсатов и отложений, и др.).

В результате проделанной работы:

- была скомпонована таблица, позволяющая подобрать схему соединений;
- разработаны эскизы, которые в отличие от старых позволяют наглядно увидеть как проектировщику, так и монтажнику схемы установки оборудования и деталей входящих в них. Эскизы были созданы на основе трехмерных моделей;
- по результату разработанной таблицы и эскизов было создано программное обеспечение, предназначенное для выбора схемы установки оборудования на основе автоматического анализа параметров условий эксплуатации.

Внешний вид программы максимально упрощён для удобства работы пользователя с любым уровнем знаний ПК. Основное меню представляет собой таблицу, заполняемую в ходе работы программы позицией прибора и номером подобранной схемы установки, и ряда кнопок.



Позиция	№ схемы	
80-PI001	CM3-14	Создать список
80-PI002	CM3-18	Создать отчет
80-PI003	CM3-10	Очистить лист
80-PT004	CM4-13	
80-PT004	CM4-24	
80-TI001	CM1-07	

Рис. 1. Основное меню программы

Выбор схемы установки оборудования КИП производится в окне ввода данных, в котором выбирается тип прибора, вводится позиция прибора, выбираются различные параметры, и после чего в окне указывается номер подобранной схемы. Меню является интерактивным и меняется в зависимости от выбираемых параметров.

Окно ввода данных

ПИ
 ТТ
 ПИ
 ПТ
 PDT, LT

Введите позицию: № схемы:

Среда	<input checked="" type="radio"/> Жидкость <input type="radio"/> Газ <input type="radio"/> Пар
Температура процесса, °C	<input type="radio"/> t<100 <input checked="" type="radio"/> 100≤t<400 <input type="radio"/> t≥400
Расположение трубопровода	<input checked="" type="radio"/> Горизонтальное <input type="radio"/> Вертикальное
Присоединение прибора к процессу	<input checked="" type="radio"/> Резьбовое <input type="radio"/> Фланцевое
Тип резьбы	<input type="radio"/> M20x1,5 <input checked="" type="radio"/> K1/2"
Присоединение к процессу	<input type="radio"/> штуцер <input checked="" type="radio"/> бобышка

Рис. 2. Пример ввода данных

На основе заполненных данных программа формирует чертежи монтажных схем приборов.



Разработанные схемы монтажа оборудования КИПиА обладают рядом возможностей:

- упрощение и ускорение процесса разработки решений по монтажу оборудования;
- формирование альбома типовых решений и включение их в проектную документацию как отдельный документ;
- использование современных типовых решений позволяет минимизировать ошибки при проектировании, что в свою очередь уменьшает количество замечаний со стороны Заказчика или монтажных организаций;
- единое понимание как проектировщика, так и монтажника, выполняющего работу по расположению оборудования на площадке;
- единство решений по монтажу упрощает закупку изделий на заводе, дает возможность взаимозаменяемости при выводе из строя оборудования;
- разработанные «Схемы монтажные КИП», в отличие от выполняемых в данный момент «Перечней закладных конструкций», не требуют обращения к дополнительным документам, содержат в себе всю необходимую для монтажа информацию;
- схемы разработаны таким образом, что дают возможность корректировки в зависимости от запросов Заказчика или от особых условий эксплуатации;
- данные чертежи планируется использовать для подготовки заданий смежным отделам для выполнения трехмерных моделей, ведомости трубопроводов и спецификации оборудования;
- разработанная программа не требует приобретения дополнительной лицензии, проведения специального обучения, не требует высокой квалификации от проектировщика.

Данный проект разработан для проектирования в программных средствах AutoCad и MS Office, так как основная часть документации раздела «Автоматизация технологического процесса» (АТХ) выполняется именно с использованием данных программных средств.

Но развитие информационных технологий не стоит на месте, на данный момент в ОАО «Самаранефтехимпроект» идет активное развитие проектирования в среде SmartPlant фирмы Intergraph. И данный проект планируется реализовать в модуле Hook-Up программы Smart Plant Instrumentation.

Усовершенствование элементов обвязки устья скважины на примере обратного клапана

А. И. Машук, И. В. Черепанов

ОАО «ТНК-Нягань»

Эксплуатация нефтяных скважин УЭЦН является самым распространенным способом добычи нефти на нефтедобывающих площадях ТНК-ВР. Скважина, оборудованная УЭЦН, представляет систему, тесно взаимосвязанных между собой звеньев, таких как погружное оборудование, фонтанная арматура с обвязкой устья скважины, станция управления, сис-



тема сбора и транспортировки добываемой продукции. От надежности работы каждого звена, зависит экономическая эффективность нефтедобывающих предприятий и является ключевым решением для снижения себестоимости добываемой нефти. Одной из основных причин остановок скважин на Ем-Еговском месторождении, является замена пробоборного крана и ревизия обратного клапана.

Цели проекта

1. Уменьшение потерь по внутрисменным простоям (ВСП) скважин.
2. Увеличение наработки на отказ УЭЦН (снижение количества остановок скважин).
3. Улучшение качества отбора проб.
4. Устойчивая технология режима работы скважины.
5. Увеличение производительности труда оператора ДНГ.
6. Снижение риска в области ТБ и ОТ.

Для достижения этих целей предлагается применить в обвязке устья скважины модернизированный обратный клапан. Изменение конструкции обратного клапана позволит в процессе эксплуатации снизить количество остановок скважин и увеличить производительность труда оператора ДНГ, что приведет к снижению экономических затрат предприятия на эксплуатацию скважин с помощью УЭЦН.

Принципы построения единых флюидальных моделей на примере многопластового газоконденсатного месторождения

Д. С. Мезенцев
ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Цель работы: получение данных о компонентном составе и свойствах пластовых флюидов многопластового газоконденсатного месторождения.

Прежде всего, необходимо обозначить разницу между двумя подходами с точки зрения скорости получения результата и способа анализа данных и принятия решения. Так, традиционный метод отличается относительной быстротой анализ, при наличии достаточных данных проводится отбраковка, затем данные осредняются. При отсутствии испытаний используются пласты-аналоги либо используются некондиционные замеры. Основной инструмент — статистика. При «едином» способе анализ требует гораздо большее количество времени, проводится подробное ранжирование кондиционности проб, выполняется моделирование, большое значение имеют физические процессы — закон Больцмана и учёт термобарических условий. Основной инструмент — физика.



Месторождение Н представляет из себя структуру многослойного пирога, точнее даже 3 пирога, т.к. на месторождении выделено 3 купола. Сейчас на месторождении выделено 42 пласта или 102 газоконденсатных залежи. Однако, далеко не все залежи охарактеризованы исследованиями.

Всего газоконденсатными исследованиями изучены 63 залежи, по которым есть данные по компонентному составу и исследования физико-химических свойств. Однако, при этом далеко не все эти исследования являются кондиционными.

Упомянутые факторы многопластового трехкупольного месторождения, наличия флюидов различного состава, а также неполная охарактеризованность залежей исследованиями затрудняют анализ данных и требуют применения специального подхода к обоснованию подсчетных параметров. Как показано на рисунке 1 результаты замеров разрозненны и противоречивы, теперь попробуем разобраться, в чём причина.

Оценивая режимы исследования скважин, можно отметить достаточно широкий диапазон депрессий от 1 до 86% от величины начального пластового давления. Только 40% исследований удовлетворяют критерию депрессия не более 20%.

Необходимая скорость потока у башмака для выноса жидкой фазы поддерживалась почти на всех режимах исследования.

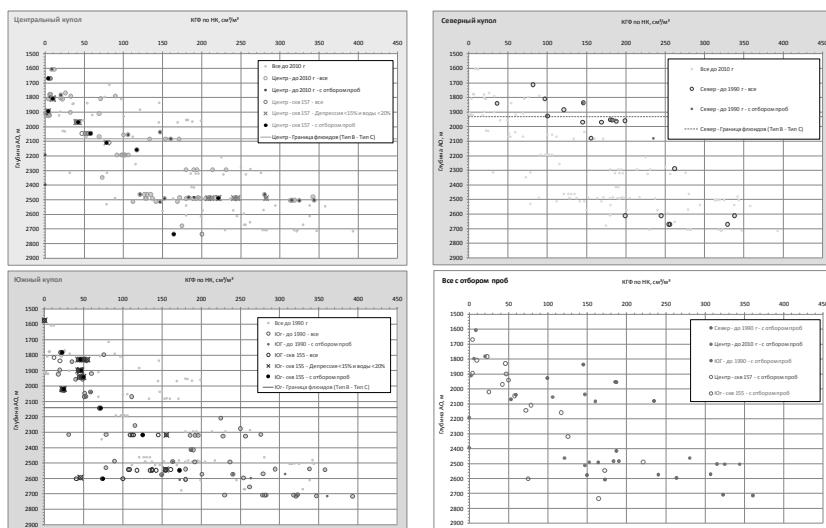


Рис. 1. Результаты промысловых газоконденсатных исследований залежей месторождения Н

Основным фактором, влияющим на разброс КГФ при промысловых исследованиях, является точность замера дебита по нестабильному конденсату и воде. Часто не выполнялась тарировка сепаратора. Замеры дебита воды проводились далеко не на каждом режиме, при



этом обводненность жидкости резко снижает точность замера конденсатогазового фактора и, следовательно, определения состава пластового газа.

Серьезно влияет на результаты замера основных рабочих параметров гидратообразование, сведения о его наличии либо отсутствии в первичной документации отражены лишь фрагментарно.

На графиках зависимости конденсатогазового фактора от глубины по куполам, полученным за все время исследований залежей (рисунок 1), видно, что статистический разброс параметра слишком велик. Это свидетельствует об объективных сложностях испытания низкопроницаемых пластов и необходимости более точного соблюдения технологии исследований и отбора проб, а главное, повышения точности замеров дебитов. С учётом данных факторов выполнить анализ с использованием традиционного подхода представляется нецелесообразным.

Однако по данным графикам можно сделать несколько выводов:

1. Содержание конденсата в пластовых флюидах увеличивается с глубиной.
2. Содержание конденсата по куполам различно, в результате чего необходимо дифференцировать зависимости по куполам. Максимальное содержание конденсата в Северном куполе.

В качестве предпосылок к построению единых флюидалных моделей выявлены следующие:

- Термобарические условия залежей всех куполов хорошо описываются линейной зависимостью от глубины.
- Пластовые флюиды по куполам значительно отличаются друг от друга по содержанию компонентов C5+высшие. Однако в пределах каждого купола потенциальное содержание этих компонентов подчиняется монотонной зависимости и повышается с увеличением глубины залежи.
- Пластовые флюиды в каждом куполе представлены тремя типами, кардинально отличными по углеводородному составу и условно названными типы А, В и С (рисунок 2). Тип С классический флюид метанового типа с преобладанием углеводородов нормального строения и максимальным содержанием C5+. Тип В флюид нефтяного типа с пониженным содержанием углеводородов C3, iC4, nC4 и, как следствие, C5+высшие. Флюид типа А — сухой пластовый газ, преимущественно метан.

На основе обозначенных предпосылок, а также необходимости комплексного анализа разрозненных данных принято решение использовать «единый» подход.

Порядок определения был следующим:

- На основании модели месторождения определены среднеобъемные глубины каждого продуктивного пласта и рассчитаны соответствующие пластовые термобарические условия.
- На основании зависимости C5+ от глубины и термобарических условий был определён состав.

В данной ситуации неполной охарактеризованности залежей и недостаточного качества исследований потребовалось привлечение дополнительных данных о составе и фазовом поведении флюидов. Такие



данные были получены в результате численного моделирования фазового поведения пластового флюида в диапазоне пластовых температур и давлений.

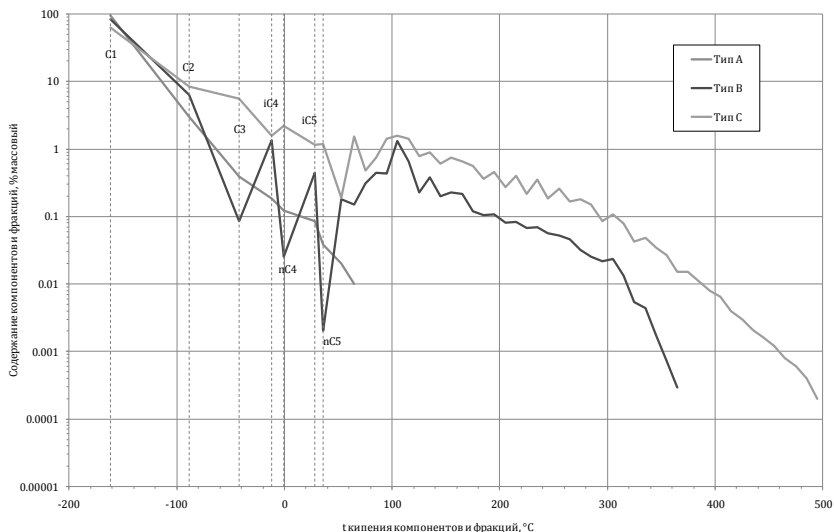


Рис. 2. Типы флюидов месторождения Н

Численное моделирование проведено в рамках программы PVTsim, специально созданной для подобных расчетов и позволяющей с применением уравнения состояния рассчитывать фазовое состояние флюида в заданных термобарических условиях и составы газовой и жидкой фаз.

В результате по каждому куполу были построены зависимости, представленные на графиках. Данные зависимости позволили получить компонентные составы по не исследованным пластам и скорректировать уже имеющиеся данные. Также на рисунке 3 показаны точки ПЗ2006, для обоснования которых зачастую использовались некондиционные исследования.

Данный подход был реализован при построении флюидальной модели месторождения Н, подсчете запасов газа и конденсата. Были получены флюидальные модели неисследованных пластов, скорректированы ошибки, допущенные при исследованиях. Результаты расчета параметров флюида использованы в ПЗ2012. Методика уже прошла экспертизу и в ближайшее время планируется защита ПЗ.

Подтверждение единой флюидальной модели позволит снизить временные и финансовые затраты на проведение газоконденсатных исследований. В настоящее время использование данной методики уже позволило в кратчайшие сроки получить композиционные составы для проектирования завода СПГ, снизить количество объектов испытания в разведочных скважинах, а значит выполнить работы в срок и с меньшими затратами.

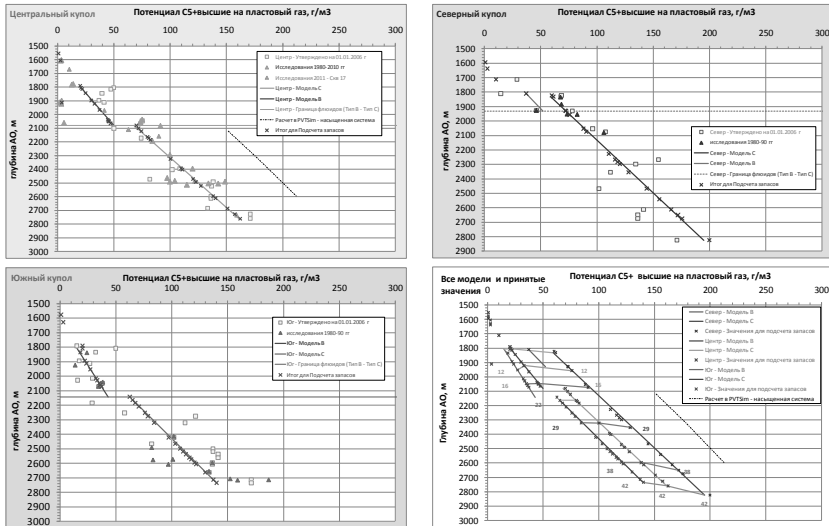


Рис. 3. Потенциальное содержание компонентов C5+ выше в пластовом газе залежей месторождения Н

Выводы

В данной работе рассмотрен и обоснован принципиально новый подход к построению флюидалных систем многопластовых месторождений, рассмотрена последовательность действий по реализации «единой» методики.

Основным отличием методики является комплексный анализ результатов исследований, заключающийся в выборе критериев кондиционности, трехстадийной отбраковке, формировании представительной выборки, определении ключевых свойств пластовых флюидов и оценке неопределённости.

Методика прошла апробацию при подготовке подсчёта запасов месторождения Н и в настоящее время уже согласована экспертизой проекта. Методика уже неоднократно использовалась для решения задач проектирования.



Разработка тампонажных составов на основе микроцемента для проведения ремонтно-изоляционных работ

Ю. В. Моисеенко

Филиал ООО «АРГОС-СУМП»

В мире ежедневно добывается около 30 млн м³ воды вместе с каждой 12 млн м³ нефти.

Обводнение нефти происходит через каналы перетока в зонах контакта тампонажного камня со стенками колонны и скважины, а также в зоне трещин и нарушений сплошности цементного кольца и стенок скважины.

Возвращение таких скважин к нормальному или улучшенному технологическому функционированию за счет перекрытия путей проникновения вод в эксплуатационный объект и отключение от него отдельных пластов и обводненных интервалов называют *ремонтно-изоляционными работами* (далее РИР).

Задачи РИР решаются с использованием технических средств (системы для одновременно-раздельной добычи, изолирующего съемного пластыря с возможностью перфорации для регулирования притока, набухающего пакера и т.д.) или методов тампонирования.

Выбор тампонажного материала для проведения РИР

К настоящему времени предложено и запатентовано несколько сотен реагентов и композиций для изоляции, которые могут быть классифицированы по разным принципам. Вместе с тем, несмотря на многообразие разработанных материалов, в промысловых условиях используется не более 10, а в большинстве случаев 2–3 вида тампонажного материала. Это обусловлено высокой стоимостью, дефицитностью, нетехнологичностью и ограниченной областью применения многих материалов. Причем, в ряде случаев применение того или иного материала становится невозможным при наличии даже одного из перечисленных недостатков, перечеркивающего достоинства состава.

При РИР применяют следующие основные тампонажные материалы: портландцементы; составы на основе органических веществ; гелеобразующие составы, отверждающиеся во всем объеме; материалы селективного действия.

В данном проекте исследовалось особо тонкодисперсное вяжущее (далее ОТДВ), производства фирмы «Дюккерхофф АГ» (Германия). Такой выбор не случаен.

ОТДВ «MIKRODUR» — это минеральное гидравлическое вяжущее с особо тонким, постоянным и плавно изменяющимся гранулометрическим, а также определенным и стабильным химико-минералогическим составом для инъекционного закрепления проницаемых грунтов, бетонных и каменных конструкций. ОТДВ «MIKRODUR», в основном, состоит из обычного цементного сырья, как, например, портландцементный клинкер, доменный шлак, регуляторы твердения и минеральные добавки.



Таким образом, ОТДВ «MIKRODUR» является минеральным продуктом, который при различных водоцементных отношениях, как обычные цементы, твердеет при реакции с водой. Но при этом у ОТДВ «MIKRODUR» отсутствуют недостатки обычных ПЦТ, а именно, «MIKRODUR» имеет особо тонкодисперсный (размер частиц клинкера микроцемента составляет от 2 до 16 мкм, против размера частиц ПЦТ — от 40 до 100 мкм), стабильный и плавный гранулометрический состав. Кроме того, подобранный минеральный состав «MIKRODUR» обеспечивает замедленный рост размеров частиц вяжущего (не более 5 %).

Первоочередной задачей стала проверка соответствия свойств тампонажного материала «MIKRODUR» требованиям, предъявляемым к тампонажным составам, используемым для проведения РИР:

- состав должен обладать низкой водоотдачей при высокой подвижности;
- состав должен обладать хорошей проникающей способностью;
- состав должен обладать высокими изолирующими свойствами, в частности, повышенной адгезией к стенкам канала перетока;
- состав должен быть стабилен в течение определенного времени.

Научные основы и экспериментальная работа

В первую очередь осуществлялся подбор оптимального водотвердого отношения (далее в/т), с целью получения подвижного тампонажного раствора с необходимой для работы плотностью и водоотдачей. В ходе эксперимента была отмечена закономерность: с увеличением в/т, увеличивались значения водоотделения и водоотдачи.

Для проведения дальнейших исследований мы остановили свой выбор на растворе с в/т, равным 1,0, с плотностью 1,47 г/см³, приемлемым значением водоотдачи — 80 см³/30мин и хорошей подвижностью, которая характеризуется растекаемостью, равной 260мм.

Сравнение ПЦТ I-G и микроцемента показало, что при одинаковом водотвердом отношении раствор на основе микроцемента обладает большей седиментационной устойчивостью в сравнении с раствором на основе ПЦТ.

Поскольку ПЦТ и микроцементы имеют схожий химико-минералогический состав, реакции взаимодействия их частиц с водой одинаковы за исключением скорости. Микроцементы ведут себя активнее, поскольку из-за малых размеров частиц площадь их соприкосновения с водой больше, нежели у ПЦТ.

Отсюда напрашивается вывод о том, что и реакции гидратации микроцемента проходят быстрее, нежели у ПЦТ, что в свою очередь может привести к малому «времени жизни» растворов на основе микроцементов.

Проверим это предположение, исследовав такой параметр раствора, как сроки начала и конца схватывания. Действительно, при температуре 60°C начало и конец схватывания раствора на основе микроцемента составили, соответственно 1⁵⁰ и 2¹⁰. Это неприемлемо в условиях проведения РИР.

Поэтому следующим шагом необходимо было увеличить «время жизни» растворов, что стало возможным за счет добавления дешевого, но ка-



чественного замедлителя НТФ. Добавление кислоты НТФ обеспечивает более полную гидратацию, а значит и более длительное твердение.

Из результатов видно, что увеличение содержания в тампонажном составе количества НТФ приводит к увеличению «времени жизни» раствора. Поскольку каждая скважина индивидуальна, подбор оптимального количества замедлителя необходимо в каждом конкретном случае. Например, при температурах 60–65°C, достаточным будет введение 0,02–0,04% НТФ, а для температур выше 85°C, необходимо вводить НТФ, начиная с 0,07%.

Кроме того, увеличение содержания НТФ приводит к увеличению прочности цементного камня. Введение в систему кислот, взаимодействующих с $\text{Ca}(\text{OH})_2$, смещает равновесие реакции в сторону образования гидросиликатов, увеличение которых в системе как уже отмечалось выше, увеличивает показатели прочности цементного камня на изгиб.

Следующим, самым важным и интересным шагом, были *испытания по восстановлению разрушенных цементных образцов*.

Образцы-кубики цементного камня восстанавливались в баротермальных условиях, имитирующих РИР, после частичного или полного предварительного разрушения. Для ликвидации трещин и расколов в цементном камне использовались растворы на основе ПЦТ I-G, затворенных на технической воде; растворы на основе микроцементов добавлением замедлителя сроков схватывания, также затворенных на воде; и на основе микроцементов, затворенных на товарной нефти.

В ходе проведения экспериментальных исследований по ремонту цементного камня, было отмечено, что тампонажный раствор на основе ПЦТ I-G, который чаще всего используется при проведении такого вида РИР, проникает в трещины лишь на глубину 3–10 мм, в то время как растворы на основе микроцементов полностью проникают в микротрещины (фото 1).



Фото 1. Сравнение глубины проникновения раствора на основе микроцемента (слева) и ПЦТ (справа) в микротрещины цементного камня

Результаты показали, что первоначальная целостность (прочность) цем. камня была восстановлена

- раствором на основе ПЦТ I-G с добавлением в систему замедлителя на **76,5%**;
- раствором на основе микроцемента, затворенного на воде с добавлением замедлителя — на **80–89%**;
- раствором на основе микроцемента, затворенного на нефти — на **42%**.



Несмотря на такой положительный результат, первоначальная прочность цементного камня все-таки была восстановлена не полностью.

Проведенные ранее исследования с полимерцементными композициями выявили, что добавление полимеров в тампонажные смеси приводит к увеличению прочности, эластичности и улучшенному сцеплению к материалу. Одним из таких полимеров является поливинилацетат (далее ПВА).

Таким образом, чтобы увеличить адгезию тампонажного состава на основе микроцемента к колонне и породе, было принято решение о добавлении в раствор ПВА.

Результаты экспериментальной работы показали, что добавление ПВА в тампонажный состав на основе микроцемента позволяет не только почти полностью (**98 %**) восстановить целостность и прочность цементного камня, но, в некоторых случаях увеличить почти в два раза.

Экономика, расчеты

Исходя из стоимости компонентов: микроцемента отечественного производства, НТФ и ПВА, стоимость 1 т предлагаемого нами тампонажного состава составит **86 477,78 руб** (с НДС).

Заметим, что при производстве РИР с применением ПШГ I-G стоимость 1 тонны цемента составляет — 7000 руб., но качество цементного камня на 85 % хуже, что в конечном итоге приводит к скорому разрушению цементного перекрытия и в следствии к повторному обводнению нефти, а соответственно необходимости еще одного проведения работ по РИР.

Выводы

Исследования данного проекта были посвящены поиску тампонажных составов, используемых для проведения РИР, обладающих следующими свойствами:

- низкой водоотдачей при высокой подвижности;
- хорошей проникающей способностью;
- высокими изолирующими свойствами, в частности, повышенной адгезией к стенкам канала перетока;
- состав должен быть стабилен в течение определенного времени.

На основании подтвержденных экспериментальным путем литературных данных и выдвинутых нами гипотез для создания таких тампонажных композиций было предложено использование микроцементов. В качестве добавок, формирующих и улучшающих вышеуказанные свойства, рекомендуется использовать НТФ и ПВА.

Как показывают экспериментальные данные, наиболее оптимальное в/т равно 1,0. Добавление НТФ привело не только к увеличению времени жизни раствора, но и к увеличению прочности цементного камня при изгибе и сжатии. Для увеличения адгезии тампонажного состава к каналам перетока введен реагент ПВА в количестве 1 %.

Рекомендуемый нами тампонажный раствор для ликвидации микротрещин в цементном камне и проведении РИР состоит из:

- Микроцемента
- НТФ



- ПВА
- в/т 1,0

Исходя из результатов, можно сказать, что тампонажный состав на основе микроцементов способен восстанавливать разрушенный цементный камень, проникая во всю глубину трещин, в отличие от растворов на основе ПЦТ I-G. Данный факт позволит проводить повторные РИР с меньшей периодичностью или не проводить их совсем.

При использовании данной рецептуры для проведения РИР, необходимо вводить поправки с учетом качества компонентов, используемых для создания тампонажных составов, а также с учетом геолого-технических условий скважины.

Для проведения более полных исследований необходимы также промысловые испытания.

Сокращения и условные обозначения

РИР	— ремонтно-изоляционная работа
в/ц	— водоцементное отношение
НТФ	— нитрилотриметилфосфоновая кислота
ОТДВ	— особо тонкодисперсное вяжущее
ПВА	— поливинилацетат
ПЦТ	— портландцемент.

Пути решения проблемы снижения содержания бензола в катализатах риформинга (конверсия бензола или принципиальный процесс гидроизомеризации)

О.А. Нечаева

ОАО «Самаранефтехимпроект»

В связи с введением в действие нового технического регламента на товарные автомобильные бензины, в котором помимо октанового числа и содержания серы ужесточаются требования к содержанию ароматических углеводородов, в том числе — бензола, перед нефтеперерабатывающими заводами возникла проблема снижения содержания этих компонентов в автомобильном бензине (табл. 1).

Таблица 1

Показатели	Класс 2	Класс 3 с 2011 г.	Класс 4 с 2012 г.	Класс 5 с 2015 г.
Октановое число:				
ИОЧ, не менее	92	95	95	95
МОЧ, не менее	83	85	85	85
Максимальное содержание:				
серы, ppm	500	150	50	10
ароматических углеводородов, % об.	–	42	35	35
бензола, % об.	5,0	1,0	1,0	1,0
олефиновых углеводородов, % об.	–	18	18	18
кислорода, % об.	–	2,7	2,7	2,7



В России основным компонентом товарных бензинов является бензин каталитического риформинга, и в нем, вследствие специфики производства, неизбежно высокое содержание бензола и ароматических углеводородов (рис. 1).

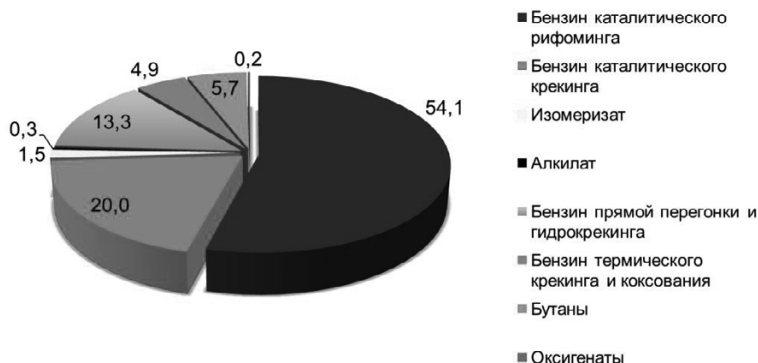


Рис. 1. Диаграмма покомпонентного состава товарных бензинов

На большинстве НПЗ России возникшую проблему снижения содержания бензола в товарных бензинах решают путем разбавления бензина каталитического риформинга дорогими неароматическими компонентами — в том числе бензинами изомеризации и алкилирования. Но этот вариант не имеет долгосрочных перспектив и впоследствии приведет к дефициту высокооктанового бензина, отвечающего современным требованиям, что повлечет за собой снижение прибыли предприятия.

Ряд нефтеперерабатывающих заводов дооборудовали установки каталитического риформинга колонной фракционирования.

В этом случае в колонне выделяют концентрат бензола — бензолсодержащую фракцию (БСФ) 62–85°C, содержащую основное количество бензола (34,68%), в результате чего возникает проблема дальнейшей переработки БСФ.

Из множества возможных решений, включая алкилирование бензола олефинами, экстракцию из риформата, гидрирование и изомеризацию, наиболее перспективными являются совместная изомеризация БСФ в смеси с прямым бензином и гидроизомеризация БСФ в отдельной установке. БСФ можно использовать и в качестве сырья для нефтехимии, однако в этом случае снижается количество высокооктанового бензина, производимого на нефтеперерабатывающем заводе. Гидрирование же фракции 62–85°C резко снижает октановое число в среднем на 5–8 пунктов.

Рассмотрим процесс совместной изомеризации. Чаще всего применяется процесс низкотемпературной изомеризации, разработанный фирмой AXENS. Для этого обычная установка изомеризации легких бензиновых фракций дооборудуется блоком гидрогенизации бензола на специальном катализаторе, где происходит его гидрирование до циклогексана (рис. 2).

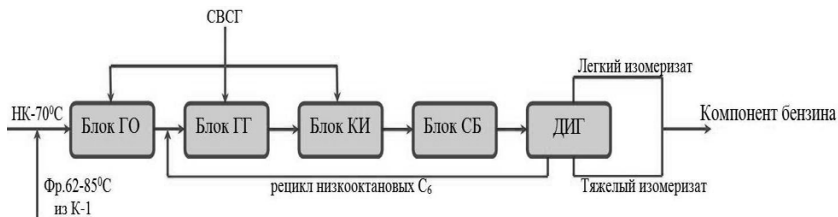


Рис. 2. Схема процесса совместной изомеризации

В реакторном блоке каталитической изомеризации применяется высокохлорированный катализатор ATIS-2L, для которого характерны жесткие требования к сырью по содержанию олефинов, влаги и серы, поэтому БСФ смешивается с фракцией НК-70°C перед блоком гидроочистки сырья, увеличивая тем самым нагрузку на этот блок.

Для определения покомпонентного состава товарного бензина установки изомеризации был проведен расчет материальных балансов (табл. 2).

Таблица 2

Компонент	Сырье		Стаб. изомеризат	
	% мас.	ОЧИ (смеш)	% мас.	ОЧИ (смеш)
и-бутан	0,02	99	0,04	99
н-бутан	0,64	91	0,06	91
и-пентан	15,70	92,3	30,65	92,3
н-пентан	24,40	62	10,20	62
2,2ДМБ	0,55	93	24,31	93
2,3ДМБ	0,00	102	14,29	102
2-МП	10,63	73,4	1,16	73,4
3-МП	9,69	74,3	0,32	74,3
н-гексан	18,07	26	1,63	26
циклопентан	3,77	97	3,36	97
МЦП	4,59	104	0,06	104
бензол	10,28	99	0,00	99
ЦГ	0,61	84	13,92	84
C ₇₊	1,05	92	0,00	62
Итого	100,00	71,4	100,00	88,2

Сырье процесса — прямогонный бензин в смеси с БСФ, выделенной из риформата установки каталитического риформинга.

Как видно из табл. 2, весь бензол, содержащийся в сырье, прогидрировался до циклогексана. Однако дальнейшей предполагаемой изомеризации



ризации циклогексана в метилциклопентан не произошло. Кроме того, метилциклопентан, содержащийся в сырье, превратился в циклогексан. Это объясняется тем, что низкие температуры процесса изомеризации термодинамически не благоприятны для изомеризации нафтеновых углеводородов и равновесие в реакции смещается в сторону образования циклогексана. Т.к. октановое число смешения (ОЧС) циклогексана ниже, чем у метилциклопентана, то и октановое число (ОЧ) получаемого на установке бензина будет ниже, чем могло бы быть.

Таким образом, в результате данного процесса фактически происходит гидрирование БСФ в составе сырья изомеризации. Основными недостатками процесса изомеризации AXENS являются:

- неблагоприятный температурный режим для изомеризации нафтен-ов, что отрицательно сказывается на октановом числе;
- высокая интенсивность процесса гидрокрекинга нафтеновых углеводородов и, как следствие, снижается выход целевого компонента товарного бензина;
- к сырью изомеризации предъявляются жесткие требования по содержанию примесей и бензола. Поэтому вовлекать всю БСФ не представляется возможным. Кроме того, высокие концентрации нафтеновых углеводородов снижают активность катализатора в реакции изомеризации парафиновых углеводородов;
- как итог всего вышеперечисленного — высокие капитальные и эксплуатационные затраты.

Поэтому в качестве альтернативного решения переработки БСФ, выделенной из катализата риформинга, предлагается процесс гидроизомеризации.

В основе процесса лежит гидрирование бензола до циклогексана с последующей его изомеризацией в метилциклопентан на платино-цеолитном катализаторе К-150Б, разработанном фирмой «Олкат». За счет высокого октанового числа смешения метилциклопентана наблюдается прирост октанового числа БСФ в среднем на 2–3 пункта в зависимости от качества сырья. Так же, наряду с бензолом, изомеризуется и часть парафиновых углеводородов.

Рассмотрим схему процесса (рис. 3).

Она состоит из реакторного блока и блока стабилизации. Устойчивость катализатора к примесям, содержащимся в сырье, не требует предварительного облагораживания с помощью процессов гидроочистки или наличия блоков осушителей сырья. Простота аппаратного оформления и возможность использования оборудования установок гидроочистки и каталитического риформинга, выведенных из эксплуатации, снижает капитальные и эксплуатационные затраты, что в свою очередь благоприятно сказывается на экономике в целом и на прибыли предприятия от реализации данного процесса.

В результате расчетов покомпонентных материальных балансов процесса получено, что октановое число БСФ увеличилось с 72,6 до 74,1 пункта по исследовательскому методу (ИМ) именно за счет превращения бензола в метилциклопентан, которого не происходит в процессе низкотемпературной изомеризации. А октановое число риформата после компаундирования фракций (НК-62°С и 85–180°С), выделенных в колонне

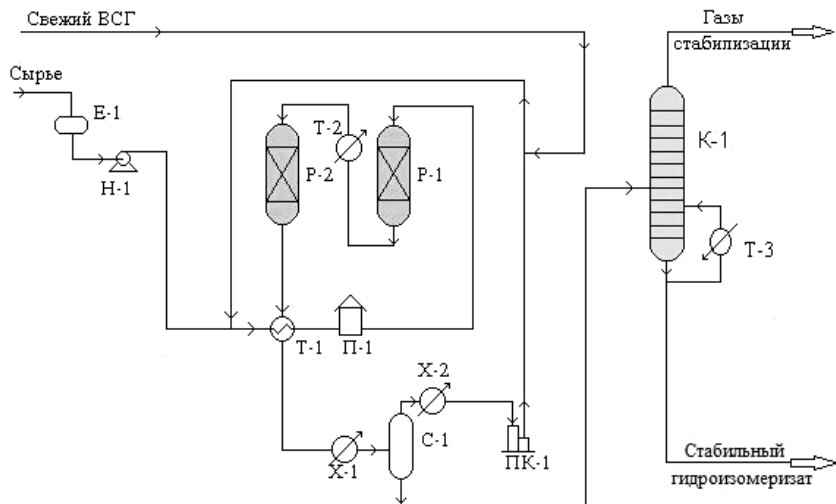


Рис. 3. Схема процесса гидроизомеризации

фракционирования, и гидроизомеризата, увеличивается на 2 пункта — с 91 до 93 (рис. 4).

Бензол из БСФ полностью гидрируется до циклогексана и превращается в метилциклопентан, а в компаундированном продукте по сравнению с риформатом его содержание снижается приблизительно на 5% и находится на уровне 0,7%, что отвечает требованиям технического регламента.

Помимо повышения октанового числа к преимуществам процесса относится и высокая селективность процесса, и низкие капитальные и эксплуатационные затраты.

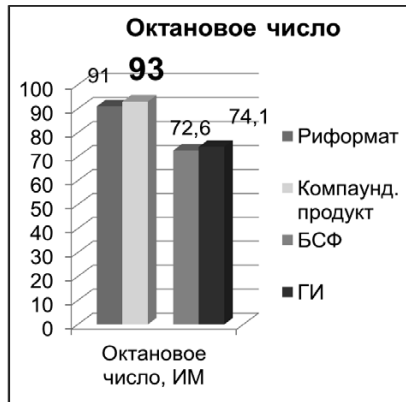


Рис. 4. Диаграммы результатов расчета



Срок окупаемости установки гидроизомеризации при производительности в 140 тыс.т/год составляет 3 года, главным образом вследствие относительно невысоких капитальных затрат, в том числе на катализатор, срок службы которого составляет 8–10 лет.

Срок окупаемости установки гидроизомеризации при производительности в 260 тыс.т/год составляет 2,5 года. Увеличение производительности может быть достигнуто за счет вовлечения в переработку БСФ со всех установок внутри завода, а также за счет БСФ с соседних нефтеперерабатывающих заводов.

Таким образом, внедрение процесса гидроизомеризации на нефтеперерабатывающих заводах позволит увеличить объемы производимого высококачественного бензина, отвечающего современным требованиям и, что немаловажно, снизить выбросы бензола в атмосферу.

Применение минимаксных контрактов в управлении ценовым риском инвестиционных проектов нефтегазовой компании

И. М. Никонов

ООО «НИИГазэкономика»

Негативное влияние ценового риска является одной из наиболее значимых угроз эффективности работы и стабильному финансовому положению любой нефтегазовой компании. Очевидным является необходимость управления данным риском, причем как в рамках компании в целом, так и для отдельных ее проектов, в том числе реализуемых при участии других нефтегазовых компаний. Существующие в настоящее время методы и инструменты управления ценовым риском нефтегазовой компании достаточно разнообразны, и каждый из них обладает своими особенностями, преимуществами и ограничениями в применении. В настоящей работе рассматриваются особенности такого инструмента, как минимаксные контракты. Минимаксные контракты активно используются во многих договорах на поставку энергоносителей. В частности, примером применения таких контрактов являются договора на поставку СПГ в страны азиатско-тихоокеанского региона, в которых цена определяется на основе так называемых «S-кривых», ограничивающих как сильный рост, так и резкое падение контрактных цен. Заключение минимаксных контрактов сталкивается с рядом трудностей, связанных, в первую очередь, с обоснованием параметров таких контрактов и сложностью поиска контрагентов. Однако, в последнее время исследование проблем обоснования минимаксных контрактов приобретает все большую актуальность, а полученные результаты свидетельствуют о перспективах дальнейшего развития данного вида договоров, в том числе, в качестве инструментов управления ценовым риском нефтегазовых компаний.

Сущность жестких минимаксных контрактов состоит в том, что покупатель и продавец заключают договор о будущей купле-продаже энерго-ресурса на следующих условиях:



- если рыночная цена будет находиться в диапазоне от минимальной до максимальной цены — расчеты совершаются по рыночной цене;
- если рыночная цена будет выше максимального значения — сделка осуществляется по заранее оговоренной максимальной цене;
- если рыночная цена будет ниже заданного минимального значения — сделка осуществляется по заранее оговоренной минимальной цене.

В гибком минимаксном контракте расчет контрактной цены ведется на основе следующей формулы:

$$P_{\text{контр}}(t) = \begin{cases} P_{\text{рын}}(t), & P_{\text{мин}}(t) \leq P_{\text{рын}}(t) \leq P_{\text{макс}}(t), \\ \alpha P_{\text{рын}}(t) + (1-\alpha)P_{\text{мин}}(t), & P_{\text{рын}}(t) < P_{\text{мин}}(t), \\ \alpha P_{\text{рын}}(t) + (1-\alpha)P_{\text{макс}}(t), & P_{\text{макс}}(t) < P_{\text{рын}}(t), \end{cases}$$

где α , — коэффициент гибкости контракта.

Заметим, что в случае $\alpha = 0$ получаем обычный (жесткий) минимаксный контракт, а в случае $\alpha = 1$ контрактная цена совпадает с рыночной ценой. Таким образом, коэффициент α формулы гибкого минимаксного контракта можно трактовать как определенную меру соответствия (близости) контрактных цен рыночным значениям.

При задании минимальной и максимальной границ контрактных цен $P_{\text{мин}}(t)$ и $P_{\text{макс}}(t)$ можно руководствоваться следующими принципами:

1. Принципы постоянства отношения минимальной контрактной цены к трендовой цене, а также равенства в каждый момент времени ожидаемых потерь покупателя и продавца. При данном способе минимальная контрактная цена определяется тождеством

$$P_{\text{мин}}(t) = \gamma \cdot \bar{P}(t),$$

где $\bar{P}(t)$ — ожидаемая (трендовая) цена в момент времени t , а γ , $0 \leq \gamma \leq 1$ — постоянная величина. Максимальная контрактная цена находится из условия равенства ожидаемых потерь покупателя от снижения рыночной цены ниже минимальной контрактной цены и ожидаемых потерь продавца от превышения рыночной ценой максимальной контрактной цены:

$$M \left[P_{\text{мин}}(t) - P_{\text{рын}}(t) \right]^+ = M \left[P_{\text{рын}}(t) - P_{\text{макс}}(t) \right]^+.$$

Здесь $M [\]$ есть функция математического ожидания случайной величины, а $\left[P_{\text{мин}}(t) - P_{\text{рын}}(t) \right]^+ = \max \left(P_{\text{мин}}(t) - P_{\text{рын}}(t), 0 \right)$ — положительная часть выражения $P_{\text{мин}}(t) - P_{\text{рын}}(t)$.

2. Принцип неизменности во времени дисконтированных ожидаемых потерь покупателя и продавца. В данном случае значения минимальных и максимальных контрактных цен определяются условием равенства дисконтированных ожидаемых потерь покупателя от снижения рыночной цены ниже минимальной контрактной цены и дисконтированных ожидаемых потерь продавца от превышения рыночной ценой максимальной контрактной цены заданному уровню L :



$$M \left[P_{\min}(t) - P_{\text{рын}}(t) \right]^+ \cdot e^{-jt} = M \left[P_{\text{рын}}(t) - P_{\max}(t) \right]^+ \cdot e^{-jt} = L.$$

3. Принцип неизменности во времени вероятностей потерь покупателя и продавца. В данном случае минимальные и максимальные контрактные цены в каждый момент времени находятся из равенства вероятности возникновения потерь покупателя от снижения рыночной цены ниже минимальной контрактной цены и вероятности потерь продавца от превышения рыночной ценой максимального уровня цены. Обозначим задаваемый сторонами уровень вероятности p . Тогда в рассматриваемом случае справедливо соотношение:

$$P \left(P_{\text{рын}}(t) < P_{\min}(t) \right) = P \left(P_{\text{рын}}(t) > P_{\max}(t) \right) = p.$$

Для демонстрации влияния условий минимаксных контрактов на экономическую эффективность проекта нами выбран проект Atl LNG T5 (Тринидад и Тобаго). При моделировании были выбраны и использованы следующие параметры проекта и ограничения:

- сроки реализации проекта — 2015–2045 гг.;
- мощность проекта — 3 млн т в год (объем производства при 95%-ой загрузке — 2,85 млн т в год);
- капитальные затраты — 850 млн долл., среднегодовые эксплуатационные расходы — 1,2 млрд долл.;
- режим налогообложения: НДС — 20%, НДС — 15%, налог на имущество — 1%, налог на прибыль — 35%;
- годовая ставка дисконтирования — 10%;
- направление поставок — рынок США¹;
- под ценами на газ подразумеваются цены FOB;
- рыночные цены на газ подчиняются закону геометрического броуновского движения;
- при ценообразовании используется минимаксный контракт, привязанный к спотовым ценам Henry Hub. При этом минимальная и максимальная цены находятся по принципу постоянного отношения минимальной и трендовой цены.

Результаты моделирования приведены на рис. 1. Метки на графике обозначают отношение γ минимальной и трендовой цены. Значению $\gamma = 1$ соответствует продажа газа по постоянным, трендовым ценам, а $\gamma = 0$ — продажа по рыночным ценам.

Из рисунка видно, что с уменьшением γ и увеличением разрыва между максимальной и минимальной контрактными ценами риски проекта растут. Помимо этого уменьшается также ожидаемое значение NPV проекта, в то время как средняя цена на газ при варьировании условий минимаксного контракта остается постоянной. Обнаруженный эффект снижения эффективности проекта при увеличении рисков связан с увеличением среднего размера налога на прибыль при росте волатильности доходов, что, в свою очередь, приводит к снижению ожидаемого значения NPV проекта. Появление экономии на налоге с прибыли связано с асимметричностью взимания данного налога: налог берется только при

¹ Рынок США нами выбран с целью простоты исследования.

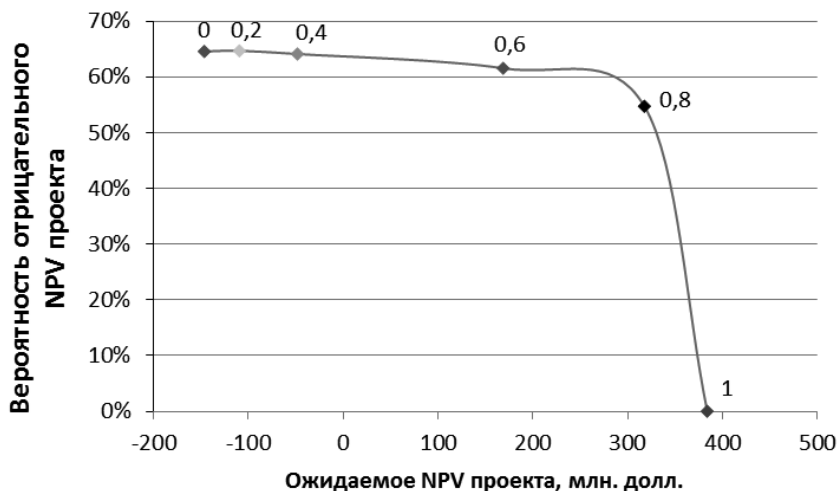


Рис. 1

положительной прибыли, а в случае наличия убытков они в рассматриваемом нами случае не компенсируются в последующие периоды.

В целом, можно оценить среднюю величину дисконтированного налога на прибыль при помощи средней дисконтированной прибыли до налогообложения:

$$M[PT_{\text{приб}}] \geq \delta \cdot M[PG^+],$$

где $PT_{\text{приб}} = \sum_t \frac{T_{\text{приб}}(t)}{(1+\rho)^t}$ — дисконтированный налог на прибыль,

$PG = \sum_t \frac{G(t)}{(1+\rho)^t}$ — дисконтированная прибыль до налогообложения,

$PG^+ = \max(PG, 0)$, δ — ставка налога. При большой волатильности рыночных цен величина $M[PG^+]$ может существенно превышать среднее значение $M(PG)$, что отразится в значительной величине налога на прибыль и, следовательно, в ухудшении экономических показателей проекта.

Задание граничных цен минимаксного контракта в соответствии с принципом постоянства дисконтированных ожидаемых потерь приводит к аналогичным результатам. В то же время введение минимальных и максимальных контрактных цен на основе равенства вероятностей потерь приводит к уменьшению ожидаемого значения NPV проекта. Это связано с особенностями применяемой модели геометрического броуновского движения цен (значение медианы в любой момент времени меньше ожидаемого значения цены).

На основе проведенного исследования эффективности применения минимаксных контрактов в управлении ценовым риском проекта производства и поставок СПГ можно утверждать следующее:



1. При реализации газа по ценам минимаксных контрактов в случае определения минимаксных цен на основе равенства рисков поставщика и покупателя (определение с использованием принципа равенства ожидаемых потерь покупателя и продавца) риск реализации неэффективного проекта снижается, а его экономическая эффективность растет. Причем отмеченная закономерность усиливается по мере приближения минимальной контрактной цены к максимальной цене.

2. В ходе проведенного исследования не выявлено предпочтения в использовании альтернативных методов задания минимаксных цен, базирующихся на принципах равенства ожидаемых потерь. При использовании каждого из этих методов стороны должны прийти к согласию в отношении применяемой модели стохастического процесса динамики цен и значений ее параметров.

3. Определение минимаксных цен на основе принципа неизменности во времени вероятности потерь продавца и покупателя экономически нецелесообразно для продавца (ожидаемые потери продавца выше ожидаемых потерь покупателя).

4. Рост экономической эффективности проекта при применении минимаксного контракта объясняется ожидаемой экономией на налоге с прибыли. Эффект экономии связан с асимметричностью взимания налога с прибыли: налог взимается только при получении прибыли, а полученные убытки в лучшем случае снижают налогооблагаемую базу последующих периодов. Как показали результаты исследования, проведенного на основе данных по проекту производства и поставок СПГ, использование минимаксных контрактов позволяет в ряде случаев существенно повысить экономическую эффективность таких проектов за счет ожидаемой экономии на налоге с прибыли.

Разработка технологии получения оксида пропилена

А. А. Овчаров

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднинефтепроект»

Оксид пропилена является важным продуктом основного органического и нефтехимического синтеза. Обладая рядом ценных свойств, он находит широкое применение как полупродукт органического синтеза. Оксид пропилена используется для производства антифризов, растворителей, пластификаторов, моющих средств и др. Однако более 80% получаемого оксида пропилена применяется для производства жестких и мягких полиуретанов. Уникальная совокупность физико-механических свойств полиуретанов определяет их применение в различных отраслях промышленности (в строительстве, в транспорте и др.). Учитывая постоянно возрастающий спрос на продукты на основе оксида пропилена, проблема увеличения объемов его производства является актуальной задачей. Решение этого вопроса возможно как за счет экстенсивного, так и интенсивного вариантов. По первому направлению повышение производительности существующих установок получения оксида пропилена возможно за счет их модернизации и совершенствования. Одна-

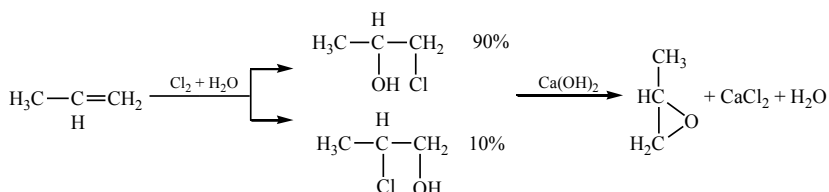


ко, учитывая достаточно длительный срок эксплуатации таких установок, и так уже работающих на пиковых нагрузках, этот вариант практически невозможен. В этой связи интенсивный путь развития более предпочтителен. Он связан с разработкой современных, удовлетворяющих жестким экологическим и экономическим требованиям технологий получения оксида пропилена. Поэтому основной задачей настоящей работы является создание высокоэффективной технологии получения оксида пропилена.

Способы получения оксида пропилена

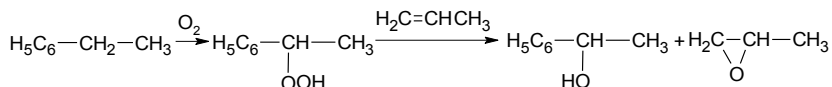
Основными промышленными процессами получения оксида пропилена, как в России, так и за рубежом, являются хлоргидринный и окислительный процессы пропилена пероксидами углеводородов. Остальные методы не получили глубокого развития, хотя ряд из них был реализован в промышленных масштабах.

Основы технологии хлоргидринного процесса были разработаны еще в 20-х годах прошлого столетия. И для своего времени процесс был весьма удобен.

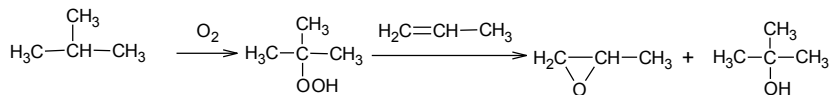


Однако, этот метод имеет существенные недостатки, связанные с использованием дорогостоящих свободного хлора и гидроксида кальция, а также с образованием больших количеств разбавленного (5–6 %) раствора хлорида кальция (~40 т на 1 т окиси пропилена). Существующие недостатки процесса не позволяют ему на данный момент конкурировать на рынке производства оксида пропилена.

Начиная с 1968 г., появился альтернативный способ синтеза оксида пропилена, основанный на взаимодействии пропилена с органическими гидропероксидами. В настоящее время, два варианта процесса окисления пропилена гидропероксидами имеют коммерческое применение. Первый процесс основан на использовании гидропероксида этилбензола. В результате получается окись пропилена и мономер стирол (PO-SM процесс). Около 60 % заводов используют эту гидроперекисную технологию.



Во втором варианте процесса окисления используют гидроперекись третбутила с образованием в качестве конечных продуктов оксида пропилена и третбутилового спирта (PO-TBA), который в последующем может быть переведен в метил-третбутиловый эфир.

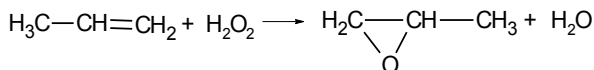


Данный способ производства оксида пропилена позволил устранить основные недостатки, присущие хлоргидринному методу, однако, халкон-процесс осложнен образованием сопутствующих продуктов (метилфенилкарбинол, трет-бутиловый спирт и др.), усложняющих стадию выделения целевого продукта и требующих разработки эффективных путей их утилизации, кроме того, в процессе используется гомогенный катализатор, который необходимо отделять от продуктов реакции и регенерировать.

Кроме того, все гидроперекисные методы сопряжены с образованием большого количества сопутствующих продуктов, востребованность в которых на рынке значительно ниже, чем потребность в оксиде пропилена. Это и определяет повышенный интерес ученых всего мира к разработке перспективных, экологически чистых технологий получения оксида пропилена.

Научно-техническая часть

В последние 10 лет наметилась тенденция замещения традиционных способов каталитическими, которые гораздо более приемлемы как с точки зрения экологии, так и экономики. Наибольший интерес в этом направлении представляет каталитический способ, основанный на использовании в качестве окислителя пероксида водорода.



Разработка способа получения оксид пропилена методом прямого окисления пропилена стала возможной благодаря созданию эффективного гетерогенного катализатора — гранулированного титансодержащего цеолита.

Перспективность данного катализатора заключается в том, что возможно взаимосвязанное управление составом и микроструктурой катализатора на молекулярном уровне на стадии его синтеза, что позволяет получать высокоактивные контакты с заданными каталитическими свойствами.

Проведенные экспериментальные исследования позволили разработать метод синтеза порошкообразного титансодержащего цеолита, основанный на совместном гидролизе раствора алкоксидов кремния и титана в присутствии структурообразующего основания (тетрапропиламмоний гидроксида), с последующей его гидротермальной обработкой. В ходе исследования были определены оптимальные условия синтеза порошкообразного титансодержащего катализатора.

Лабораторные испытания титансодержащего цеолита показали его высокую активность и селективность по отношению к целевому продукту. Так выход оксида пропилена достигает не менее 95%, при количествен-



ном превращении пероксида водорода, при этом основным побочным продуктом является вода.

Полученные в этих условиях образцы титансодержащего цеолита обладают высокой каталитической активностью, однако имеют малый размер частиц (200–300 нм), что значительно осложняет организацию крупнотоннажного непрерывного процесса.

Для устранения указанного недостатка были рассмотрены различные способы формирования порошкообразного титансодержащего цеолита (экструзия, нанесение активного компонента на твердый носитель).

Анализ полученных результатов показал, что использование метода экструзионного гранулирования титансодержащего цеолита со связующим является наиболее предпочтительным. Из всего многообразия исследованных связующих компонентов наилучшие результаты были достигнуты при использовании основных солей алюминия. Их применение в количестве до 15% (в пересчете на Al_2O_3) позволяет получать механически прочные и каталитически активные гранулы.

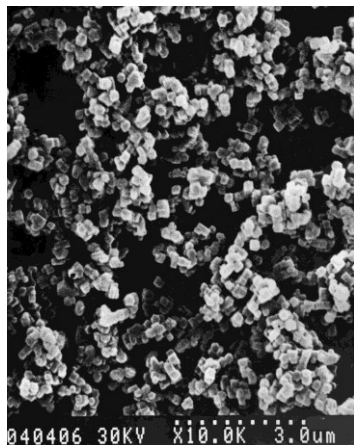
На следующем этапе были исследованы физико-химические закономерности процесса эпоксидирования пропилена пероксидом водорода в присутствии порошкообразного титансодержащего цеолита. Эксперименты проводили на лабораторной установке периодического действия. В ходе исследования было изучено влияние природы и концентрации растворителя, начального соотношения реагентов, температуры.

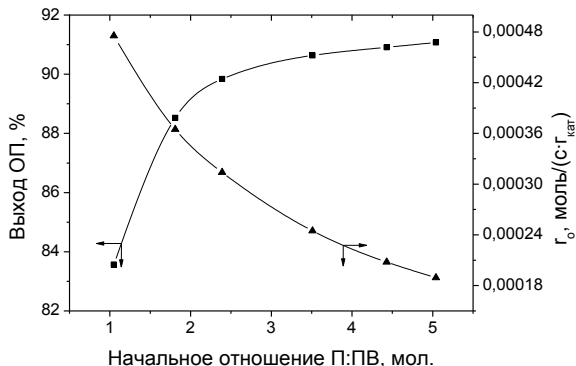
Поскольку пропилен и водный раствор пероксида водорода характеризуются низкой взаимной растворимостью, для обеспечения их взаимодействия на поверхности твердого катализатора процесс эпоксидирования необходимо осуществлять в среде органического растворителя.

В ходе проведенных исследований было установлено, что наилучшим растворителем для проведения процесса эпоксидирования является метиловый спирт.

Кроме природы растворителя, сильное влияние на протекание процесса оказывает и его количество. Выбор концентрации растворителя с одной стороны ограничивается возможностью получения гомогенной реакционной смеси, а с другой — нецелесообразностью значительного ее разбавления, осложняющего последующее выделение целевого продукта.

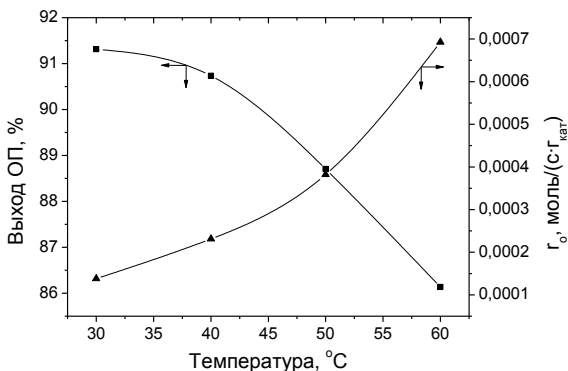
Для изучения влияния концентрации растворителя было проведено несколько серий экспериментов. Изменение концентрации растворителя в диапазоне 60–85% масс. слабо влияет на выход оксида пропилена, который остается практически постоянным и равен 92,6–93,5%. Таким образом, для осуществления процесса целесообразно использовать метанол в количестве 60% масс.





При изучении влияния начального отношения пропилен: пероксид водорода установили, что увеличение начального соотношения приводит к повышению начальной скорости образования оксида пропилена. При этом при увеличении начального отношения свыше 2,5–3 приводит к незначительному повышению выхода целевого продукта.

Таким образом, для обеспечения высокого выхода оксида пропилена при больших степенях превращения пероксида водорода начальное соотношение пропилен: пероксид водорода целесообразно поддерживать в диапазоне (2–3):1.

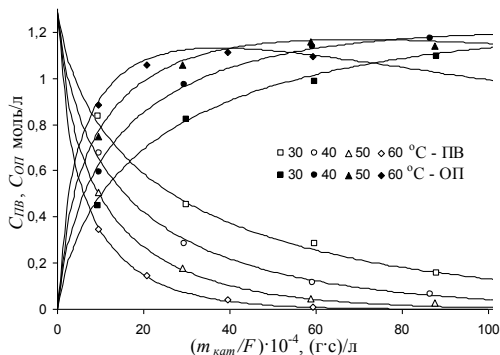


Изучение влияния температуры проводили в интервале 30–60 °С. Повышение температуры в указанном интервале приводит к увеличению скорости процесса. Однако, увеличение температуры интенсифицирует не только целевую реакцию образования оксида пропилена, но и ряд побочных превращений, что приводит к уменьшению выхода целевого продукта.

Таким образом, проведенные исследования позволили найти параметры технологических режимов, обеспечивающие наибольший выход целевого продукта — 95,9%, при степени превращения пероксида водорода 99,5%.



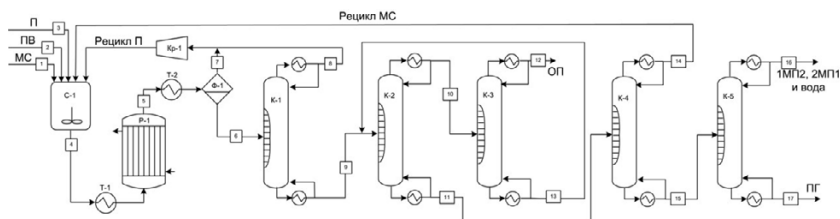
В условиях процесса близких к оптимальным были проведены кинетические исследования и построена кинетическая модель процесса эпоксирирования пропилена водным раствором пероксида водорода в среде метилового спирта на гетерогенном катализаторе.



На основании экспериментальных данных, полученных на лабораторной установке непрерывного действия, определены константы скорости и энергии активации целевой и побочных реакций, проведена проверка адекватности данной модели по критерию Фишера. Как видно из рисунка экспериментальные значения (точки) с достаточной точностью описываются предложенной кинетической моделью (линии).

Для выяснения возможности выделения оксида пропилена из реакционных смесей, содержащих органический растворитель, методом ректификации были рассмотрены фазовые равновесия в системе продуктов синтеза оксида пропилена. Обработка термодинамических данных по фазовым равновесиям позволила разработать блок-схемы процессов разделения реакционных смесей и выделения оксида пропилена. Предложенные схемы разделения были апробированы на лабораторной ректификационной колонне.

На основании полученных данных предложена принципиальная технологическая схема получения оксида пропилена, которая была просчитана с помощью программы компьютерного моделирования химико-технологических процессов.



Таким образом, теоретическая работа и экспериментальные исследования, позволили разработать эффективную, современную технологию синтеза оксида пропилена жидкофазным эпоксирированием пропилена пероксидом водорода.



Технико-экономическая часть

Мировые мощности по производству оксида пропилена за последние 20 лет удвоились и в настоящее время составляют около 8 млн тонн. В России оксид пропилен производят на двух предприятиях — ОАО «Нижекамскнефтехим» (Татарстан) и ПО «Химпром» (г. Кемерово), причем оба предприятия работают по технологиям прошлого века и достигли предела производительности. Так, совокупная мощность обоих предприятий не превышает 80 тыс. тонн оксида пропилен в год, при этом до 90% всего выпускаемого продукта используется для собственных нужд. Потребность же в продуктах на основе оксида пропилен ежегодно возрастает на 5–7% и большая часть спроса на него удовлетворяется за счет импорта. В связи с этим особую актуальность приобретают вопросы, связанные с разработкой и введением в эксплуатацию новых производственных мощностей, на базе которых можно получать конкурентоспособный продукт.

Разрабатываемая технология прямого эпоксидирования пропилен обладает рядом ценных преимуществ, к числу которых можно отнести:

- никаких побочных продуктов кроме воды;
- высокотехнологичный катализатор с долгим сроком службы;
- высокая степень превращения H_2O_2 ;
- высокая селективность по целевому продукту.

Технология имеет, по сравнению с существующими аналогами, и экономические преимущества: относительно низкий уровень капитальных затрат, низкое энергопотребление, а, самое главное, отсутствие зависимости от рынков сбыта побочных продуктов (стирол, трет-бутиловый спирт). Среди явных экологических преимуществ данного процесса следует выделить отсутствие опасного и токсичного реагента — хлора, снижение объемов сточных вод на 70–80% по сравнению с другими существующими технологиями, рецикл пропилен и растворителя.

Проведенное технико-экономическое сравнение предложенной технологии с хлоргидринным методом и технологией окисления пропилен на гидропероксидом этибензола показало, что производство 1 т оксида пропилен по разработанной технологии обходится на 5–6 тыс. рублей дешевле, чем на существующих производствах.

Разработка и адаптация геоинформационных моделей для планирования развития системы обустройства нефтяных месторождений «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

И. В. Паламарчук, А. Я. Тофан

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

С целью повышения качества проектных и управленческих решений, а также для оптимизации процесса перспективного планирования развития обустройства месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» было предложено новое, инновационное решение, базирующееся на со-



здании постоянно действующей геоинформационной модели обустройства месторождения (ГИС УДОМ).

Впервые к созданию единой электронной версии модели обустройства месторождения приступили в 2008 году при выполнении технико-экономической оценки перспективы развития нефтепромыслового обустройства Тевлинско-Русскинского месторождения ТПП «Когалым-нефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Перед «КогалымНИПИ-нефть» была поставлена задача разработать концепцию генеральной реконструкции с технико-экономической оценкой обустройства месторождения до 2018 года. Необходимо было спрогнозировать динамику разработки нефтегазового актива с динамикой добычи продукции вплотную по каждой кустовой площадке и оценить степень влияния ожидаемых изменений на объекты наземной инфраструктуры промыслов (систему нефте- и газосбора, поддержания пластового давления и электроснабжения). Поскольку Тевлинско-Русскинское месторождение одно из крупнейших в ОАО «ЛУКОЙЛ» по добыче (площадь лицензионного участка составляет примерно 1600 кв. км) и находится в эксплуатации уже более 25 лет, для формирования концепции развития обустройства месторождения требовалось проанализировать накопленный объем разрозненной информации о состоянии наземной инфраструктуры промыслов. Выполнить подобный анализ в сжатые сроки, опираясь только на традиционные источники информации о месторождении (проектные документы, паспорта трубопроводов и пр.), не представлялось возможным. Тогда было принято нестандартное решение поставленной задачи, а именно, создание постоянно действующей электронной информационной модели обустройства месторождения. Модель обустройства месторождения впоследствии получила название ГИС УДОМ

Проектные работы по моделированию были доверены компании ЗАО «НЕОЛАНТ». В основу разработанного решения легли геоинформационная система ArcGIS, база данных Microsoft SQL Server и средства разработки Microsoft.NET. Кроме того, для гидравлических расчетов применялся продукт OLGA компании SPT Group и OIS Pipe «ГИС-АСУпроект» компании, а для электротехнических расчетов — программа Energy CS.

Наиболее полно все направления обустройства нефтегазового месторождения были охвачены при выполнении работ по разработке концепции обустройства Южно-Ягунского месторождения до 2020 года (работы были завершены в 2011 г.). Дополнительно были использованы возможности системы, апробированные для Тевлинско-Русскинского месторождения. При этом для Южно-Ягунского месторождения система содержала в себе модели не только нефтесбора и электроснабжения, но и трубопроводов системы ППД и газосбора. Таким образом, на примере Южно-Ягунского месторождения была создана единая электронная модель всей наземной инфраструктуры месторождения, позволяющая представить географическое положение объектов, проанализировать их текущее состояние, спланировать и обосновать технически и экономически их развитие.

В конечном итоге нефтегазодобывающее предприятие получает оптимальный инвестиционный план развития инфраструктуры месторождения на десятилетие вперед.



Благодаря использованию «интуитивно понятного» интерфейса и инструментов визуализации (цветовые шкалы, диаграммы и пр.) ГИС УДОМ становится рабочим инструментом для широкого круга специалистов:

- сотрудников технологических служб ЦДНГ, ЦИТС, отделов предприятий, выполняющих анализ эксплуатационных и расчётных данных трубопроводных сетей, систем электроснабжения;
- специалистов Института, подготавливающих проектные решения по вводу новых объектов, оптимизации и развитию схем обустройства месторождений;
- сотрудников экономических служб предприятия, отвечающих за обоснование инвестиционных вложений в развитие месторождений;
- руководителей предприятий — для поддержки принятия управленческих решений и контроля за результатами.

Таким образом, система переводит в понятный вид любую вносимую в нее информацию и тем самым обеспечивает представителям разных служб совместное принятие решения профессиональных задач для каждого из них. Структура функций модели и последовательность решения поставленных задач дана на рис. 1.

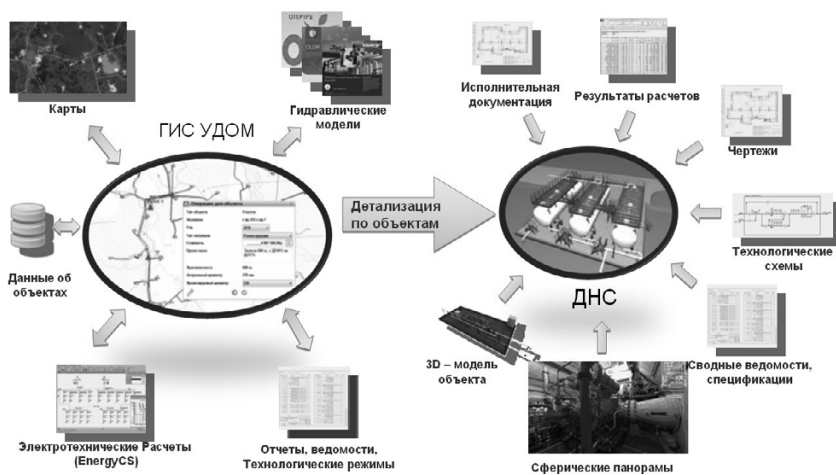


Рис. 1. Структура функций модели и последовательность решения поставленных задач

Применение ГИС УДОМ сокращает не только время для принятия решений по дальнейшему совершенствованию структуры обустройства месторождений, но и позволяет определить экономический эффект благодаря рациональному использованию имеющихся производственных мощностей. Среди направлений повышения экономической эффективности при эксплуатации элементов структуры обустройства месторождений можно выделить следующие:



- увеличение добычи нефти за счет снижения гидравлического сопротивления в системе трубопроводов и снижения противодавления на нефтяной пласт;
- оптимизация эксплуатации трубопроводов благодаря выявлению недозагруженных участков системы нефтесбора;
- экономия операционных затрат на электроснабжение месторождения за счет анализа фактического использования и выработки рекомендаций по оптимизации объектов электропотребления.

Подход, основанный на использовании ГИС УДОМ при разработке концепции развития обустройства месторождений, признан перспективным. Данная система является основой для создания интеллектуального месторождения.

На сегодняшний день две модели обустройства — Тевлинско-Рускинского и Южно-Ягунского месторождений переданы в опытно-промышленную эксплуатацию в подразделения ТПП «Когалымнефтегаз».

В дальнейших планах — создание постоянно действующих моделей обустройства для всех месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», а в итоге — разработка генеральной схемы обустройства месторождений предприятия.

Совершенствование учета одоранта в филиале ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» — Пензенское АПУ МГ»

О. В. Панюхина, А. Ю. Моргунов, О. В. Жильцова, С. А. Володина

Филиал ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» -Пензенское АПУМГ

Природный газ изначально не имеет запаха, поэтому утечка его практически неопределима без применения специальных приборов (газоанализаторов, датчиков). Поскольку такие газы, широко применяются в промышленности и в быту, то в случае утечки последствия сложно предсказать. Утечки газа могут вызывать сильные отравления и привести к летальному исходу

Данная проблема решается путем добавления в газ веществ, имеющих резко выраженный запах, присутствие которого в воздушной среде означает наличие утечек в системах газопотребления. Такие вещества, придающие газу специфический запах, называют одорантами. Одоризация природного газа производится на газораспределительных станциях, перед подачей газа потребителям.

В качестве одоранта применяют СПМ (смесь природных меркаптанов состоит из метил-, этил-, пропил- и бутилмеркаптанов (тиолов)).

Одорант представляет собой легколетучую высококипящую прозрачную жидкость — обладает специфическим, весьма неприятным запахом. Однако высокая токсичность, коррозионная агрессивность одоранта обуславливают необходимость некоторых специфических требований, обеспечивающих пожаро- и взрывобезопасность, безопасность работающих, экологическую безопасность.



В соответствии с ГОСТ 12.1.007–76 «Вредные вещества. Классификация и требования безопасности» одорант относится к веществам 2 класса опасности и характеризуется как «вещество высоко опасное». Одорант — сильный нервный яд, обладающий наркотическим эффектом, раздражающим действием на слизистые оболочки глаз, верхние дыхательные пути и кожу.

В настоящее время не существует одоранта, в полной мере отвечающего вышеперечисленным требованиям, поэтому тем, кто применяет его приходится мириться с рядом неудобств и строго следовать требованиям «Инструкции по технике безопасности при производстве, хранении, транспортировании (перевозке) и использовании одоранта» — М.; ОАО «Газпром», ООО «ВолгоУралНИПИгаз»; 1999. Формулировки ряда пунктов данной инструкции вызывают справедливые нарекания со стороны специалистов эксплуатирующих организаций, однако другого официального нормативного документа, который дополнил бы «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в части работы с одорантом, на сегодняшний день нет. Из вышеизложенного можно сделать вывод: применение одоранта необходимо, но также явно, что вещество относится к высоко опасным, и согласно «Положению по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов ВРД 39–1.10–069–2002» установлена строгая норма ввода. Она составляет 16 г (19,1 см³) на 1 000 м³ газа.

Мы видим особую необходимость в достоверном учете одоранта.

В настоящее время существуют проблемы учета одоранта:

- Отсутствие оперативных данных о фактических остатках одоранта в емкостях вследствие низкого уровня оснащенности КИП.
- Возможные риски при ненормированной одоризации газа.
- Сложности при проведении инвентаризации. По федеральному закону о БУ, инвентаризацию должны проводить один раз в год, на конец отчетного периода как минимум и при смене МОЛ (при уходе в отпуск или на больничный).
- Высокие требования при работе с одорантом. Существует одна инструкция 1999 г. по работе с одорантом «расходуем в каплях, а списываем в граммах».

Устранение существующих сложностей поможет:

- Обеспечить соблюдение требований СЭМ и промышленной безопасности при работе с одорантом.
- Организовать бухгалтерский учет с применением средств системы ТМ и А.
- Планировать поставки одоранта и транспортных расходов.
- Оптимизировать рабочее место инженера ГРС.

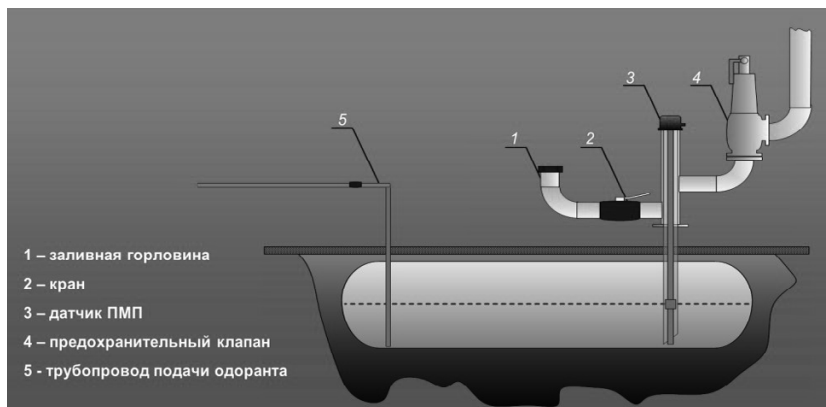
Для решения этих проблем предлагаем внедрить в систему одоризации 4 составляющие.

1. Модернизация емкости

На подземную емкость хранения одоранта, находящуюся в эксплуатации установить комплект монтажных частей, позволяющих смонтировать датчик уровня на заливной горловине емкости. В обществе получено разрешение на применение данной конструкции.

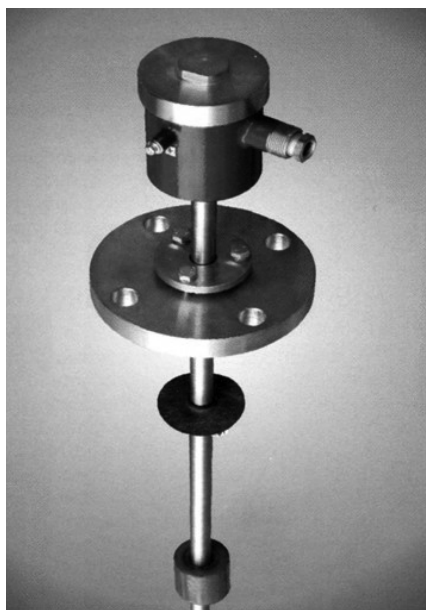


Данная система согласована с органами Ростехнадзора, успешно установлена и используется на ГРС Мокшан, Сурск.



2. Установка датчика уровня — магнитного поплавкового преобразователя ПМП-201

Есть разрешение Ростехнадзора на применение данного датчика, который позволяет измерить уровень, температуру, плотность, объем и массу жидкости. Как показал опыт, установка датчика на емкости не составила труда.





3. Использование сигнализатора МСК 500–2

Измеренные данные, поступающие от преобразователя, отображает сигнализатор МС К, установленный на ГРС, что исключает возможность разлива одоранта при сливе его из одоронтовоза или передвижного контейнера.

От сигнализатора МСК все выходные данные через систему телемеханики поступают на ПТК Офис.



4. Программно технический комплекс ПТК Офис

Программа формирует отчет и дает возможность увидеть уровень наполняемости емкостей. Применение данного ПТК предполагает получать информацию всем заинтересованным пользователям, в т.ч. бухгалтеру.

Отчет за период

Начало 08:10 08.02.2012
 Конеч 16:20 08.02.2012
 МОЛ Ренков А.В.

Емкость на ГРС	Начало периода						Конеч периода					
	%	Уровень, мм	Объем, м.куб.	Масса, т	Плотность, кг/м.куб.	Вода, мм	%	Уровень, мм	Объем, м.куб.	Масса, т	Плотность, кг/м.куб.	Вода, мм
ГРС "Россия"	50,50	1405,00	25,77	19,56	759,30	0,00	45,00	1251,90	23,00	17,43	757,81	0,00
ГРС "Заря"	2,60	180,00	0,68	0,60	883,90	0,00	2,10	145,40	0,55	0,48	882,35	0,00
ГРС-2	47,00	1324,00	12,42	10,50	845,00	0,00	46,70	1317,00	12,34	10,43	845,41	0,00

Бухгалтер Гудкова Т.В.
 Подпись _____ Гудкова Т.В.
 Дата " __ " _____ 20 г.

МОЛ Ренков А.В.
 Подпись _____ Ренков А.В.
 Дата " __ " _____ 20 г.

Внедрение «ПТК Офис» снижает риск несвоевременного предоставления в бухгалтерию отчетных данных. Это позволяет выдерживать сроки по предоставлению бухгалтерской отчетности в вышестоящую организацию. Программа дает возможность on-line контроля количества одоранта в емкостях независимо от расстояний, на которых находятся ГРС.



Резервуары							
Одорант	1	2	3	4	5	6	7
	ГРС "Россия"	ГРС "Заря"	ГРС-2Емк.№1	ГРС-2Емк.№2	ГРС-3	ГРС-5	ГРС "Сурск"
Объем(л)							
Уровень(см)	0.1	118.5	0.1	18.0	184.4	28.5	16.1
Баланс(л)	0	-8	0	-114	60	0	0
Приход за смену(л)	0	0	0	0	0	0	0
Расход за смену(л)	0	200	0	0	1020	0	0
Подтов. вода(мм) F9	0	0	0	0	0	0	0
Уровнемер	нет	ВКЛ	нет	ВКЛ	ВКЛ	нет	нет
Плотность F6	0.000	0.764	0.837	0.833	0.833	0.764	0.837
Температура F4	-12.0	-0.2	-13.0	0.2	-0.1	-12.0	-11.3

Освободившееся время предлагается работникам использовать на повышение квалификации и внедрение новых идей в производство.

В нашем филиале в настоящее время используется 33 ПЕО, 11 из которых оснащены датчиками уровня. Затраты на модернизацию оставшихся емкостей и установку ПТК Офис составят 753 800 руб единовременно.

Статья затрат	Необходимое количество, штук	Стоимость за единицу, руб.	Всего затрат, руб.
1. Датчик ПМГИ 201	22	20 800	457 600
2. Сигнализатор МС-К-600-2	22	7 100	156 200
3. ПТК «Офис»	1	140 000	140 000
Итого:			753 800

В сравнении: затраты на оплату труда по работе с одорантом у операторов ГРС при отсутствии данной установки составят 1 124 306 руб в год. из расчета, что каждый оператор ГРС тратит не менее 1 часа в день на эту работу.

Статья затрат	Средняя стоимость 1 часа работы оператора ГРС, руб.	Количество часов в год	Количество ГРС в филиале	Всего затрат, руб.
ФОТ	84,54	365	28	864 053
Отчисления от ФОТ				260 253
Итого:				1 124 306



Применение, предложенных мероприятий, позволяет:

- Автоматизировать процесс учета одоранта.
- Создать безопасные условия труда.
- Спрогнозировать поставки одоранта и транспортные расходы.
- Обеспечить промышленную и экологическую безопасность при хранении и использовании одоранта.
- Экономический эффект

Предложенные нами методы могут послужить первым шагом к применению полностью автоматизированных ГРС без участия оператора.

Применение стеклопластикового оборудования в добыче

А. О. Перевошиков

Научный руководитель: Ю. В. Шляпников

ОАО «Удмуртнефть»

Одной из основных целей при эксплуатации месторождений является поиск эффективных методов увеличения межремонтного периода работы скважинного оборудования. В данной работе предлагается внедрение на добывающем фонде скважин стеклопластикового оборудования, а также разработана методика подбора скважин на его внедрение. Ресурс работы по предлагаемому методу значительно увеличен по сравнению с традиционным оборудованием, применяемым на сегодняшний день, что является одним из ключевых критериев. При этом получен высокий экономический эффект.

Одним из прогрессирующих видов отказов на добывающем фонде ОАО «Удмуртнефть» становятся отказы НКТ по причине коррозии. Не смотря на то, что проводятся значительные мероприятия, доля этих отказов остается на высоком уровне (рис. 1).

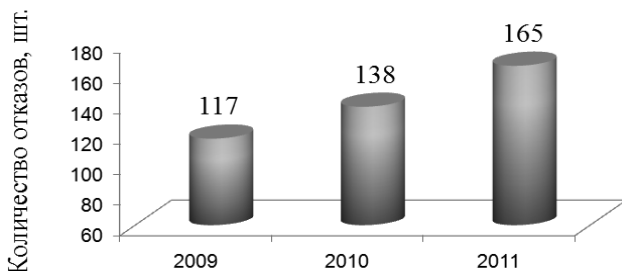


Рис. 1. Динамика отказов НКТ по причине коррозии

Основная часть отказов, порядка 69% приходится на «тело» трубы (рис.2).

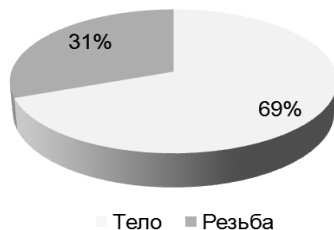


Рис. 2. Распределение отказов по узлам

Также множество отказов происходит по насосным штангам. Основные причины этого — коррозия, износ и отложения АСПО. В целом, количество отказов по годам постепенно снижается, но по-прежнему остаётся на достаточно высоком уровне (рис. 3) и каждый такой обрыв обходится предприятию порядка 200 тысяч рублей.

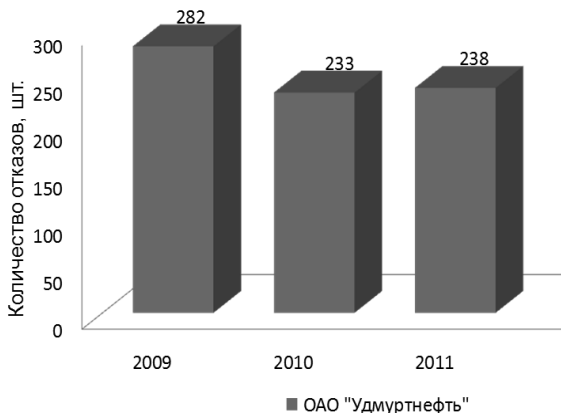


Рис. 3. Динамика обрывов штанг

300 отказов в год по штангам и 200 отказов по НКТ дают в сумме 100 млн рублей в год, которые ОАО «Удмуртнефть» тратит ежегодно на ликвидацию данных отказов.

Пути решения

Именно слово «коррозия» стала основным термином для поиска альтернативных методов решения. Для этого на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» применяются ингибиторы коррозии, устройства протекторной защиты, оборудование в антикоррозионном исполнении, и пр.

Для решения данного вопроса и сокращения отказов по коррозии предлагается внедрение оборудования, которое вообще не подвержено коррозии — стеклопластиковые штанги (рис. 4) и стеклопластиковые НКТ (рис. 5) на добывающем фонде ОАО «Удмуртнефть».



Рис. 4. Стеклопластиковые штанги

Преимущества стеклопластиковых штанг (табл. 1):

- снижение нагрузок растягивания и снижение нагрузок на головку балансира;
- снижение потребления электроэнергии;
- повышение коррозионной стойкости колонны штанг;
- снижение интенсивности отложений АСПО;
- возможность углубления подвески; до 1700м.;
- масса в 3 раза меньше массы стальных;
- шероховатость меньше в 20 раз;
- срок службы, заявленный производителем больше в 2–5 раз.

Таблица 1

Сравнительная характеристика стальных и стеклопластиковых штанг

Наименование показателя	Единица измерения	Стальные штанги	Стеклопластиковые штанги
Длина штанги	мм	5000–9000	3200–9000
Наружный диаметр	мм	16, 19, 22, 25, 29	16, 19, 22, 25, 29
Погонная масса одного погонного метра 22 мм	кг	3,25	1,2 кг
Плотность	кг/м ³	7800	1900
Коэффициент шероховатости	мм	0,03	0,0015
Срок службы	Лет	2–10	10–15
Ресурс работы	Млн цикл	5	7,5–15
Нагрузка на разрыв	Тонн	(Марка D) 15	25

Стеклопластиковые НКТ имеют следующие преимущества над металлическими (табл. 2):

- высокая коррозионная стойкость;
- меньшее гидравлическое сопротивление;
- снижают количество отложений АСПО.



По результаты эксплуатации и ОПИ можно сделать вывод, что за счет внедрения стеклопластикового оборудования, уменьшается количество отказов, увеличивается МРП, уменьшаются нагрузки на балансир СК и сокращаются соответственно затраты на потребление электроэнергии (так по 5 скважинам, оборудованным ШГН, потребление электроэнергии снизилось в среднем на 10%).

Таблица 2

Сравнительная характеристика стальных и стеклопластиковых НКТ

Наименование показателя	Единица измерения	Стальные трубы	Стеклопластиковые трубы
Внутренний диаметр	мм	62	53
Наружный диаметр (диаметр муфты)	мм	73 (89)	73 (94)
Погонная масса	кг	9,5	3,1
Плотность	кг/м ³	7800	1900
Коэффициент шероховатости	мм	0,03	0,0015
Внутреннее разрушающее давление	МПа	49,0	21,0–41,4
Разрушающая осевая растягивающая нагрузка	кН	278	144–427
Кол-во СПО	шт.	8	12
Теплопроводность	ккал м час °С	47	0,5
Срок службы	лет	2–10	20

На данный момент внедрено более 90 СП НКТ на нагнетательном и порядка 30 на добывающем фонде скважин и на сегодняшний день увеличение межремонтного периода составляет от 350 — до 400 суток. Наряду с большой эффективностью проекта существуют и некоторые проблемы, связанные с применением спец. ключей, проведением заворота и отворота НКТ в ручную, что усиливает роль человеческого фактора. В связи с этим планируется к испытаниям труба со стальными удлинителями, отличительной особенностью которой является возможность применения стандартного инструмента при ТКРС, что снизит риск повреждения резьбы при СПО и эксплуатации.

По СП штангам 10 августа 2011 года был подписан акт о завершении опытно-промышленных испытаний, в ходе которых была подтверждена работоспособность оборудования на добывающем фонде ОАО «Удмурт-нефть», подтверждено отсутствие осложнений при спускоподъемных операциях. В связи с этим был заключен договор на поставку не менее 4000 штанг ежегодно для промышленного внедрения. Также планируется к испытаниям компоновка, позволяющая максимально увеличить длину секции СП штанг за счет внедрения утяжеленной насосной штанги, что позволит уйти от обычных штанг подверженных коррозии.



Заключение

Имеющийся опыт эксплуатации и испытаний стеклопластиковых НКТ и штанг в добыче подтверждает технологическую и экономическую эффективность его применения. Оборудование позволяет существенно увеличить наработку скважин, снизить эксплуатационные затраты за счет снижения отказов и экономии электроэнергии. Оборудование имеет инновационную ценность и перспективы расширения применения в целом для нефтедобывающей отрасли.

Эффективность применения вихревого теплогенератора на Баклановском месторождении ОАО «Оренбургнефть»

В. М. Пестов

ОАО «Оренбургнефть»

В настоящее время все более актуальным вопросом, как в Российской, так и в Зарубежной нефтедобывающей промышленности, является добыча и транспортировка высоковязких нефтей. Компания ТНК-ВР является одной из многочисленных предприятий, которая добывает и транспортирует высоковязкую нефть на многих своих месторождениях и поэтому этим месторождениям компания уделяет особое внимание. В данном проекте рассматривается одно из наиболее проблемных месторождений предприятия ОАО «Оренбургнефть», а именно Баклановское месторождение, расположенное на территории Оренбургского региона.

Цель проекта

Решение проблемы трубопроводного транспорта высоковязких нефтей, в системе сбора продукции скважин.

Краткое описание

С целью решения проблемы по транспортировке вязкой нефти предлагается провести опытно-промышленные испытания вихревого теплогенератора, установленного на устье скважины и предназначенного для нагрева или поддержания заданной температуры нефти в технологических емкостях или трубопроводах. В основу работы генератора заложен принцип преобразования механической энергии, передаваемый от электродвигателя на дисковый активатор в кинетическую энергию. В дисковом активаторе имеются отверстия, выполненные под определенным углом. Жидкость, попадая в отверстия, закручивается, приобретая кинетическую энергию, затем происходит эффект кавитации т.е. схлопывание пузырьков. В результате схлопывания пузырьков кинетическая энергия преобразуется в тепловую, нагревая жидкость до температуры 90 °С.



Ожидаемые результаты

Полный отказ от применяемых дорогостоящих растворителей.
Снижение давления в выкидной линии скважины.
Сокращение количества простоев скважин.
Получение дополнительной доб. добычи.

Состояние работы

Проведены пробные опытно-промышленные испытания (получен эффект — снижение давления с 70 до 50 кгс/см²). На данный момент испытания не окончены, в связи с доработкой конструктивных особенностей генератора.

Области применения предлагаемой разработки

1. Трубопроводный транспорт высоковязких нефтей (снижение вязкости нефти в транспортируемой жидкости).
2. Трубопроводный транспорт высокопарафинистых нефтей (снижение выпадения парафина на стенках трубопроводов).
3. Топливная промышленность (перевод летнего дизельного топлива в зимнее).
4. Обогрев производственных помещений (индивидуальное отопление).

Улучшение экологической обстановки посредством реконструкции нефтеловушки цеха № 2 УТТ и СТ ООО «Газпром добыча Оренбург» и организации поста пропарки емкостей

Ю. П. Петрова

УТТ и СТ ООО «Газпром добыча Оренбург»

Автотранспорт является одним из крупнейших источников загрязнения окружающей среды Оренбургской области и создает угрозу экологической безопасности региона.

Экологические проблемы, связанные с защитой окружающей среды от вредного воздействия автотранспортных средств, сегодня особенно актуальны для крупных городов.

Большой вклад в загрязнение окружающей среды вносят процессы технического обслуживания и ремонта подвижного состава, которые требуют энергетических затрат и связаны с большим водопотреблением, выбросом загрязняющих веществ в атмосферу, образованием отходов, в том числе токсичных.

Выполнение ремонтных работ ведется на производственных участках. Используемые в процессах технического обслуживания и ремонта технологическое оборудование, станки, средства механизации и котельные установки являются стационарными источниками загрязняющих веществ.



В процессе эксплуатации транспортных средств образуются сточные воды. Состав и количество этих вод различны. Сточные воды возвращаются обратно в окружающую среду, главным образом в объекты гидросферы (река, канал, водохранилище) и суши (поля, накопители, подземные горизонты и др.). В зависимости от вида производства сточными водами на предприятиях транспорта могут являться:

- сточные воды от мойки автомобилей;
- нефтесодержащие стоки от производственных участков (моющие растворы);
- сточные воды, содержащие тяжелые металлы, кислоты, щелочи;
- сточные воды, содержащие краску, растворители.

Сточные воды от мойки автомобилей составляют от 80 до 85 % от объема производственных стоков автотранспортных организаций. Основными загрязнителями являются взвешенные вещества и нефтепродукты. Их содержание зависит от типа транспортного средства, характера дорожного покрытия, погодных условий, характера перевозимого груза, условий эксплуатации и др.

Сточные воды от мойки агрегатов, узлов и деталей (отработанные моющие растворы) отличаются наличием в них значительного количества нефтепродуктов, взвешенных веществ, щелочных компонентов и поверхностно-активных веществ.

Сточные воды, содержащие тяжелые металлы (хром, медь, никель, цинк), кислоты и щелочи наиболее характерны для авторемонтных производств, использующих гальванические процессы. Они образуются в процессе приготовления электролитов, подготовки поверхностей (электрохимическое обезжиривание, травление) гальванопокрытий и промывки деталей.

В процессе проведения малярных работ (методом пневматического распыления) 40 % лакокрасочных материалов поступает в воздух рабочей зоны. При проведении этих операций в окрасочных камерах, оборудованных гидрофилтрами, 90 % этого количества оседает на элементах самих гидрофилтров, 10 % уносится с водой. Таким образом, в сточные воды окрасочных участков попадает до 4 % израсходованных лакокрасочных материалов.

Основным направлением в области снижения загрязнения водных объектов, грунтовых и подземных вод промышленными стоками, является создание систем оборотного водоснабжения производства.

Придавая большое значение вопросам экологии и ресурсосбережения, ОАО «Газпром» уделяет пристальное внимание мероприятиям, направленным на снижение негативного воздействия на окружающую природную среду.

Так основным принципом деятельности ОАО «Газпром» (закрепленным в «Экологической политике ОАО «Газпром», одобренной Решением совета директоров ОАО «Газпром» от 24.10.2011 № 1891) является устойчивое развитие, под которым понимается динамичный экономический рост при максимально рациональном использовании природных ресурсов и сохранении благоприятной окружающей среды для будущих поколений.

Одним из обязательств, которое принимает на себя Компания, для реализации этого принципа, является непрерывное улучшение состояния охраны труда и промышленной безопасности на своих производствен-



ных объектах путем организации труда в условиях, отвечающих требованиям стандартов безопасности и гигиены.

В целях реализации «Экологической политики ОАО «Газпром» в Управлении технологического транспорта и специальной техники ООО «Газпром добыча Оренбург» (далее — УТТиСТ) постоянно проводится планомерная, целенаправленная работа по внедрению на производстве природоохранных мероприятий.

УТТиСТ создано с целью обеспечения подразделений ООО «Газпром добыча Оренбург» технологическим транспортом и специальной техникой, требуемой для эксплуатации Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

На данный момент силами УТТиСТ (бензовозы, кислотники и др.) осуществляется транспортировка щелочей, кислот, спиртов, ГСМ, нефтешламов нестабильного конденсата, метанола, ингибитора, масла абсорбции, бензина, дизельного топлива, нефти и т.д. После перевозки этих веществ согласно Положению о взаимодействии УТТиСТ со структурными подразделениями ООО «Газпром добыча Оренбург» заказчики (структурные подразделения) обязаны осуществлять промывку насосов и емкостей после окончания работ, а также очистку кузовов и площадок.

С целью функционирования и совершенствования Системы экологического менеджмента было проведено обследование сооружений, на которых ведутся подобного рода работы, на предмет соответствия требованиям действующего законодательства.

По результатам проведенного обследования предлагается реконструкция недействующей нефтеловушки (рис. 1) и горизонтального канализационного отстойника из сборных железобетонных элементов с расходом воды 110 л/сек, предназначенной для улавливания нефти и механических примесей из нефтесодержащих сточных вод, не агрессивных к бетону и металлу, находящейся на территории цеха № 2 УТТ и СТ «Газпром добыча Оренбург».

А так же предлагается использовать 2 насоса, которые подведены к системе улавливания нефтешламов, но в настоящее время не эксплуатируются.



Рис. 1. Недействующая нефтеловушка в цехе № 2 УТТ и СТ

Для уточнения термина «нефтеловушка» можно пользоваться следующим определением: нефтеловушка — это специальное техническое



сооружение, используемое для удаления из ливневых и промышленных стоков нефтепродуктов, а также твердых и взвешенных веществ (рис. 2).

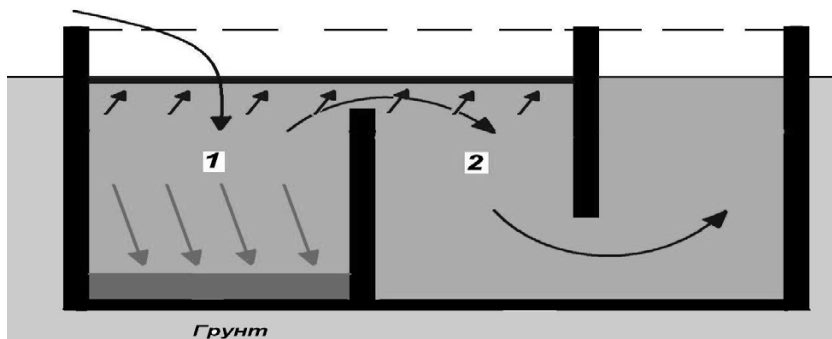


Рис. 2. Схематическое изображение нефтелушки

В первой камере (1) происходит осаждение песка и грязи, которые поступают в сточные воды. После этого стоки, перетекая через перегородку, поступают во вторую камеру (2), где отделяются нефтепродукты.

Нефтелуловитель является предварительной ступенью очистки стоков, поэтому невозможно сбрасывать очищенную нефтелуловителем воду сразу на грунт или в водоем. Далее стоки должны поступать на следующие ступени очистки или в канализацию.

Как дополнительное мероприятие к данному проекту планируется обеспечение очистки емкостей, ДВС и оборудования острым редуцированным паром.

Помимо способа очистки емкостей, связанного с промывкой и пропариванием, были рассмотрены и другие технологии такие как:

- химико-механизированный способ очистки;
- промывка очищаемого резервуара адсорбентосодержащей эмульсией;
- способ размыва донных отложений с помощью миксеров.

Химико-механизированный способ очистки емкостей с применением растворов моющих средств способствует повышению качества очистки, интенсивности процесса очистки, характеризуется незначительной степенью применения ручного труда, однако основными недостатками способа, ограничивающими возможности его практического применения, являются необходимость использования специального реагента и дальнейшая очистка растворов моющих средств от нефтешламов (нефтеостатков).

Помимо этого, современные технические моющие средства (ТМС), используемые при очистке цистерн, должны удовлетворять следующим основным требованиям: обеспечить в короткие сроки высокое качество очистки поверхности металла; многократно использоваться по системе замкнутого цикла; иметь простую технологию проведения работ; быть негорючими в условиях использования; обладать биологической разлагаемостью и нетоксичностью; не вызывать коррозии металла; быть экономически и технологически выгодными.



Другой способ очистки емкостей от загрязнений заключается в промывке очищаемой емкости адсорбентосодержащей эмульсией с последующим ополаскиванием водой. Работы можно производить только при плюсовой температуре.

В конце 80-х годов начал применяться способ размыва донных отложений, при котором объем продукта, находящегося внутри емкости, приводится в интенсивное движение с помощью специальных устройств (миксеры, мешалки). Размыв отложений осуществляется подвижной затопленной струей, но данный способ предварительной очистки емкостей подходит лишь для крупных стационарных объектов.

Из всех вышеперечисленных способов очистки емкостей наиболее подходящим для УТТ и СТ ООО «Газпром добыча Оренбург» является промывка и пропаривание внутреннего пространства цистерн бензовозов и кислотников (технология пропарки полностью идентична пропариванию установками ППУА/1600/100). Пар планируется извлекать из действующего трубопровода, предназначенного для отопления объектов цеха № 2 и расположенного в непосредственной близости от нефтеловушки (рис. 3).



Рис. 3. План-схема участков цеха № 2 УТТ и СТ

Шламы от мойки будут попадать напрямую в нефтеловушку. По мере заполнения канализационного отстойника нефтешламы будут поступать на очистные сооружения Газоперерабатывающего завода ООО «Газпром добыча Оренбург».

Планируется оказывать услуги по пропарке следующих составных частей технологического оборудования: поршней, задвижек, средств телемеханики КИПиА, кранов не только для нужд УТТ и СТ, но и для других обособленных структурных подразделений Общества.

Для внедрения проекта требуется:

- реконструировать все элементы нефтеловушки (насосы, трубы, боксы для мойки). Ориентировочные затраты — 4 512 тыс. руб;
- одвести острый редуцированный пар к месту мойки. Ориентировочные затраты — 574 тыс. руб;
- построить бокс для пропарки емкостей (рис. 4). Ориентировочные затраты — 1 038 тыс. руб.

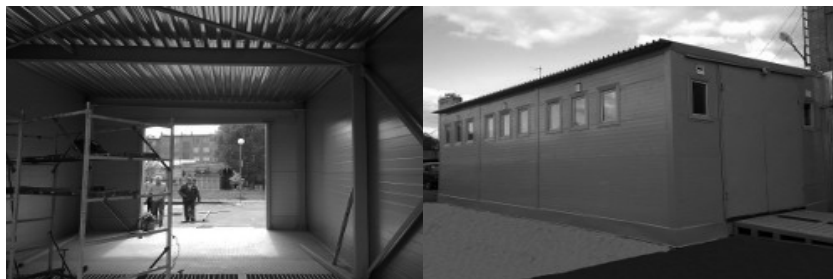


Рис. 4. Бокс для пропарки емкостей

Помимо природоохранного мероприятия за счет внедрения проекта возможен и экономический эффект.

Ежегодные затраты при осуществлении пропарочных работ в пропарочном пункте составят — 456,7 тыс. руб., в ППУА/1600/100—4 048,0 руб. (Приложение).

Годовая экономия затрат при пропарке в пропарочном пункте составит — 3 591,3 тыс. руб. (табл. 1).

Таблица 1

Годовая экономия затрат при пропарке в пропарочном пункте

Способ пропарки	Тариф, руб/час	Количество часов пропарки в год, час	Ежегодные затраты, тыс. руб.
Пропарочный пункт	182,41	2504,0	456,7
ППУА /1600/100	1616,63	2504,0	4 048,0
Экономия затрат			3 591,3

Таким образом, при капитальных вложениях (затраты на внедрение) — **6 124** тыс. рублей, срок окупаемости проекта составит **2,17** года, а предполагаемый чистый дисконтированный доход при сроке эксплуатации 5 лет составит **6 035** тыс. рублей (Приложение).

В пользу организации поста пропарки емкостей и цистерн говорит и тот факт, что рыночные цены на подобные услуги в несколько раз выше расчетной себестоимости затрат по работам собственными силами (табл. 2).

Таблица 2

**Средние цены на услуги по очистке и пропарке емкостей
(ООО «РИВТ» г. Санкт-Петербург, ЗАО «Технолоджи» г. Уфа,
ЗАО «ВЗЭР-Чистый мир» г. Казань)**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Стоимость, руб.
1	Монтаж-демонтаж оборудования емкости (люки)	шт	2000
2	Мойка емкости с откачкой «невыбираемого остатка» нефтепродукта	м ³	400
3	Перекачка или фильтрация нефтепродуктов	л	2



№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Стоимость, руб.
4	Утилизация нефтешлама	м ³	6500
5	Автоцистерны топливозаправочные мойка внутренней поверхности мойка наружной поверхности	м ³	350
		м ³	100

Анализ полученных результатов позволяет наглядно продемонстрировать экологическую и экономическую эффективность данного проекта и сделать вывод о том, что организация очистных сооружений является важной и необходимой задачей.

К преимуществам данного проекта следует отнести:

- улучшение экологической обстановки на территории цехов УТТ и СТ;
- проект нефтеловушки после реконструкции будет оформлен в установленном законодательством РФ порядке, будет получена разрешительная документация, нормированы выбросы ВВ и отходов, образующихся в процессе ее эксплуатации;
- предотвращение санкций со стороны государственных органов;
- уменьшение отрицательного воздействия на окружающую среду и улучшение ее состояния;
- снижение объемов поступающих в среду загрязнений и уровня ее загрязнения;
- снижение стоимости затрат на редуцированный пар в зимний период;
- бокс для мойки емкостей будет оборудован площадкой для пропарки (2 этаж), что повысит безопасность при производстве данного вида работ;
- отказ от применения чистящих и моющих средств.

Приложение 1

Исходные данные к расчёту экономической эффективности и затрат от реконструкции нефтеловушки цеха № 2 УТТ и СТ и организации поста пропарки емкостей:

- 0,045 — расход пара (для пропарки емкостей) в тн/час (Ю.П. Соловьев «Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий» таб. 2–3);
- 0,7 Гкал — пар (180 С0; 10–12 кг/см²) на 1 тонну парового конденсата;
- 0,0315 Гкал/час — на 45 кг пара;
- 677,05 руб./Гкал — тариф КТЭЦ;
- Итого: 21,33 руб./час — за Гкал парового конденсата;
- 156,85 руб./тн — тариф за не возврат парового конденсата с КТЭЦ;
- 7,06 руб./час — не возврат парового конденсата с КТЭЦ;
- 86,2 руб./тн- тариф на биологическую очистку с учетом анализа сточных вод (8,54 руб/тн), транспортировку сточных вод (6,04 руб/тн), прием стоков (71,62 руб/тн).

112,68 тн/год*86,2 руб/тн) / 2504 час/год = 3,879 руб/час
 80 руб./час — тарифная ставка оператора парогенераторной установки;
 20,8 руб./час — 26% страховые взносы;
 48,72 руб./час- накладные расходы на ФОТ 60,9%;

0,63 руб./час — затраты на электроэнергию при среднем тарифе на ГПЗ 2,1 руб./час.
ИТОГО:182,41 руб. — за 1 час работы

1 616,63 руб. — тариф за 1 час работы ППУА/1600/100;
 1 438,09 руб. — разница тарифа ППУА/1600/100 и затрат на обслуживание пропарочного пункта в УТТ и СТ Цех № 2.

2504 — количество часов в год на пропарку автотракторной техники УТТ и СТ
3591 286 руб./год — разница от использования парового конденсата с КТЭЦ.



Расчёт экономической эффективности от реконструкции нефтеловушки цеха № 2 УТТ и СТ

№ п/п	Наименование показателей	Ед.изм.	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Затраты на внедрение (капитальные вложения без НДС)	тыс. руб.	6124					6124
2	Дополнительный рост объемов выручки	тыс. руб.	3591,3	3591,3	3591,3	3591,3	3591,3	17956
3	Экономия затрат на пропарку	тыс. руб.	3591,3	3591,3	3591,3	3591,3	3591,3	
4	Ежегодные затраты на обслуживание	тыс. руб.	457	457	457	457	457	2284
5	Амортизация	тыс. руб.	612	612	612	612	612	3062
6	Налог на имущество	тыс. руб.	128	115	101	88	74	505
7	Прибыль до выплаты налога	тыс. руб.	3007	3020	3033	3047	3060	15167
8	Налог на прибыль	тыс. руб.	722	725	728	731	734	3640
9	Прибыль в распоряжении предприятия (чистая прибыль)	тыс. руб.	2285	2295	2305	2316	2326	11527
10	Чистый приток денежных средств	тыс. руб.	-3227	2908	2918	2928	2938	8465
11	Чистый денежный поток нараст. итогом	тыс.руб.	-3227	-319	2599	5527	8465	
12	Ставка дисконта	%	10	10	10	10	10	
13	Коэффициент дисконтирования	ед.	1,0	0,909	0,826	0,751	0,683	
14	Чистый дисконтированный приток денежных средств (чистая приведенная величина дохода, NPV)	тыс.руб.	-3227	2643	2411	2200	2007	6035
15	Чистый дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	-3227	-583	1828	4028	6035	
16	Чистый дисконтированный доход	тыс. руб.				6035		
17	Недисконтированный срок окупаемости (с момента начала проекта)	лет	2,11					
18	Дисконтированный срок окупаемости (с начала работы проекта)	лет	2,17					



Методология учета прибыли консолидированной группы компаний на примере ОАО «ЛУКОЙЛ»

М. М. Петрухина

ООО «ЛУКОЙЛ-УРЦ Волгоград»

Одним из наиболее перспективных направлений развития бизнеса в сфере ТЭК в настоящее время является создание консолидированной группы компаний в виде концернов или холдингов. В условиях современной экономической действительности одной из основных задач интегрированных формирований является объективная оценка финансовых результатов их деятельности, позволяющая осуществлять стратегическое и текущее планирование в холдинге, привлекать дополнительные внешние источники инвестиций.

В условиях глобализации экономики направленность стратегической политики бизнеса на привлечение новых источников инвестиций привела к необходимости создания единого «языка» чтения финансовых отчетов, понятного каждому субъекту отношений, в том числе международных. В мировой практике решением этой проблемы стало применение международных стандартов финансовой отчетности (далее МСФО). Данный опыт сегодня активно продвигается в России и серьезным шагом на пути к внедрению МСФО в практику учета послужил федеральный закон № 208-ФЗ «О консолидированной финансовой отчетности» от 27.06.2010 г.

Сегодня существует несколько способов формирования отчетности по МСФО. Наибольшее распространение получил так называемый метод трансформации, но он непрост в реализации, так как требует колоссальных материальных и временных затрат, включающих затраты на поиск и обучение квалифицированных специалистов в этой области. Одной из задач сегодняшнего российского научного общества является разработка простых и экономически целесообразных методик составления отчетности по МСФО, гарантирующих предоставление качественной прозрачной отчетной информации.

Результат деятельности предприятий для целей консолидированного учета определяется путем объединения финансовых результатов деятельности материнской и дочерних компаний с последующим исключением внутренних операций между предприятиями группы во избежание повторного счета. Обращается внимание на такие внутрифирменные операции как выплата дивидендов предприятиями друг другу, реализация товаров, работ, услуг между предприятиями группы, уплачиваемые друг другу проценты по займам и проценты за отсрочку платежа, финансовые результаты, заключенные в остатках нерезализованных товаров, приобретенных у предприятий консолидированной группы.

Для упрощения названных процедур будет целесообразным обособленно аккумулировать информацию о финансовых результатах группы на результативных счетах с группировкой отчетных данных по внутрихолдинговым реализационным операциям и операциям с внешними контрагентами. На счетах учета активов и учета затрат обособленно аккумулировать суммы надбавки к стоимости (себестоимости) по продажам между участниками холдинга.

Для этого необходимо углубить аналитическую разветвленность синтетических счетов учета финансовых результатов: 90 «Продажи», 91 «Прочие доходы и расходы», 99 «Прибыли и убытки», 84 «Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)».



Структуризация этих счетов должна исходить из следующих группировочных признаков:

- счета первого порядка (синтетические) — группируют хозяйственные операции по видам прибыли (прибыль от продаж, прибыль от прочих видов деятельности, чистая прибыль, нераспределенная прибыль);
- счета второго порядка (субсчета) обобщают информацию по внешним и внутренним операциям;
- счета третьего порядка (аналитические) формируют информацию по видам доходов и расходов (выручка от продаж, себестоимость реализованной продукции, коммерческие расходы и т.д.)

Схематически элементарное развитие коллективных счетов: 90 «Продажи», 91 «Прочие доходы и расходы», 99 «Прибыли и убытки», 84 «Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)» можно представить следующим образом (рис. 1–4).

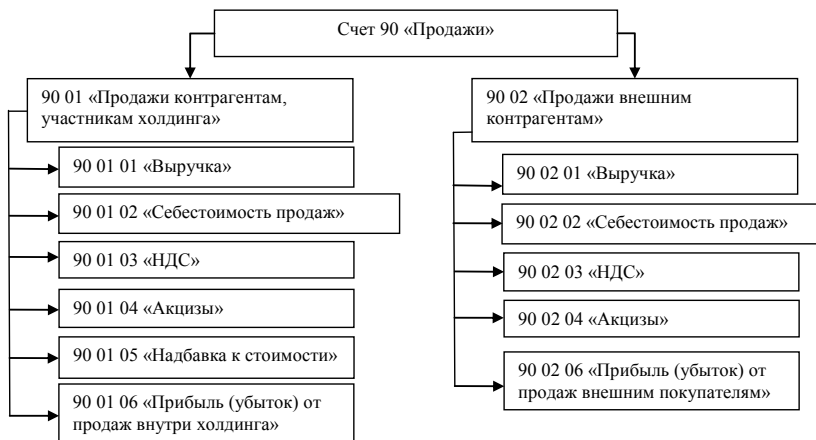


Рис. 1. Иерархическая структура синтетического счета 90 «Продажи» для целей консолидированного учета



Рис. 2. Иерархическая структура синтетического счета 91 «Прочие доходы и расходы» для целей консолидированного учета

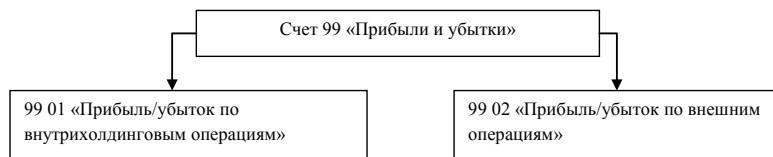


Рис. 3. Иерархическая структура синтетического счета 99 «Прибыли и убытки» для целей консолидированного учета

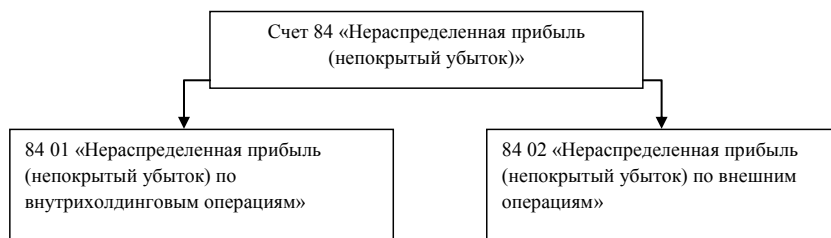


Рис. 4. Иерархическая структура синтетического счета 84 «Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)» для целей консолидированного учета

При необходимости агрегировать информацию по видам реализационных операций аналитическую группировку счета 90 «Продажи» можно изменить следующим образом:

- аналитические счета первого порядка ориентированы на раскрытие информации о виде контрагента: участник группы — код счета «01», внешний контрагент — код счета «02»;
- аналитические счета второго порядка аккумулируют информацию по элементам финансового результата (выручка, себестоимость и т.д.);
- аналитические счета третьего порядка группируют данные по видам реализуемых товаров, готовой продукции, работ, услуг.

Данную аналитическую структуру можно так же расширить четвертым аналитическим признаком в разрезе типа операции (код «00» — операция в пределах РФ, код «01» — экспорт) и пр., в зависимости от необходимой руководству детальной информации для целей управленческого учета.

По аналогии со счетом 90 «Продажи» дополнительными аналитическими признаками, направленными на идентификацию отдельных видов доходов и расходов с разделением на доходы и расходы, полученные от внутренних и внешних операций, должна быть усложнена, представленная на рис. 2, конструкция счета 91 «Прочие доходы и расходы». Приведем пример, счет 9101 1001 10 «Прочие доходы ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефтепродукт» от реализации основных средств». Аналитика первого порядка с кодом «01» указывает, что операция произведена с внутренним контрагентом, а аналитика второго порядка с кодом «10» указывает на конкретное дочернее общество группы, в данном случае это может быть ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефтепродукт», третья и четвертая аналитика с кодом «01», «10» соответственно 01 «Прочие доходы», 10 «Дохо-



ды, полученные от реализации основного средства». Таким же образом будет выглядеть структура счета при операции с внешними контрагентами с кодом аналитики второго порядка «02» и с аналитикой третьего порядка по каждому внешнему контрагенту, которая может быть расширена на операции с партнерами резидентами и нерезидентами.

При закрытии данных счетов на счете 99 «Прибыли и убытки» будет аккумулироваться информация отдельно по внешним и внутренним хозяйственным операциям на соответствующих субсчетах и в обычном порядке полученный результат по обоим субсчетам будет списываться на счет 84 «Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)» на субсчет «01» и «02» соответственно. Таким образом, получим два финансовых результата, один из которых — внешний, полученный на субсчете «02» будет использоваться в чистом виде для составления консолидированной отчетности.

Таким образом, использование предложенных конструкции бухгалтерских счетов по отражению финансовых результатов позволит осуществить учет доходов, расходов, прибылей и убытков, как для целей индивидуального учета интегрированных предприятий, так и для целей консолидированного учета.

Используя данную аналитику можно получить информацию о прибылях и убытках по каждому виду деятельности, а также по каждому виду продукции, по каждому контрагенту, что повышает прозрачность учета, необходимого для принятия управленческих решений и осуществления внутреннего и внешнего контроля.

Деление операций на внешние и внутренние позволит упростить процесс элиминирования финансовых результатов при формировании консолидированной финансовой отчетности.

Процесс трансформации, как говорилось выше, очень трудоемкий и дорогостоящий, а предложенная методика отражения финансовых результатов на результативных счетах с выделением финансового результата, полученного от операций за экономическими границами холдинга, на отдельных субсчетах в части прибыли консолидированной группы позволит:

- сократить период подготовки консолидированной отчетности посредством упрощения процесса элиминирования прибыли,
- сократить материальные издержки;
- повысить прозрачность отчетных данных.

Определение величины поправки на риск ненадежности участников инвестиционного проекта ОАО «Газпром»

Е. А. Плотникова
ООО «Газпром ПХГ»

В настоящее время одним из часто используемых методов учета рисков проекта является включение премии за различные риски в структуру ставки дисконта. Исследователи предлагают включать в ставку дисконтирования самые разнообразные поправки на риск, однако, большинство из них сходятся во мнении, что в структуре ставки дисконта необходимо



учитывать поправку на риск ненадежности участников проекта. Однако, в современной литературе отсутствует алгоритм определения величины данной поправки для каждого конкретного случая. Чаще всего поправка на этот вид риска определяется экспертно. В данной работе предлагается рассмотреть механизм определения поправки на риск ненадежности участников для проектов газовой отрасли, инвестором которых является ОАО «Газпром».

Ненадежный участник проекта — юридическое лицо, привлекаемое к участию в проекте на договорной основе, способное умышленными или неумышленными действиями оказать негативное влияние на ход его реализации. Риск ненадежности участников проекта — возможность увеличения затрат по проекту или снижения доходов вследствие действий ненадежных участников.

Для определения величины поправки на риск ненадежности участников проекта следует учесть особенности реализации инвестиционных проектов. Инвестиционные проекты ОАО «Газпром» имеют свою специфику реализации. При реализации таких проектов у головной компании (инвестора — ОАО «Газпром») складывается определенный организационно-правовой механизм взаимодействия с дочерними обществами и другими участниками инвестиционной деятельности.

На основе обобщения существующей в отрасли практики следует выделить пять механизмов реализации проектов:

1. Инвестиционные проекты, связанные с собственным капитальным строительством и реализуемые одним юридическим лицом — инвестором или его дочерним обществом. Привлечение сторонних организаций возможно по договорам на оказание услуг и/или выполнение работ, поставку товаров и т.п.

2. Инвестиционные проекты, реализуемые по договорам генерального подряда.

Например, ОАО «Газпром» заключает договор генерального подряда с дочерней компанией. ОАО «Газпром» оплачивает дочернему обществу за услуги подряда. Пользователем и инвестором является одно юридическое лицо. Возможно также привлечение для выполнения проектных работ по договорам субподряда сторонних организаций. Чаще всего по такому механизму реализуются проекты строительства поисковых и разведочных скважин.

3. Инвестиционные проекты, реализуемые через службу заказчика-застройщика с привлечением генерального подрядчика.

Например, ОАО «Газпром» является инвестором, дочернее общество ОАО «Газпром» — заказчиком-застройщиком, сторонняя организация — генеральным подрядчиком. В проектах реконструкции и обустройства месторождений чаще всего Заказчик-застройщик является также пользователем результатов проекта. Например, после реконструкции Медвежьего месторождения ООО «Надымгазпром», которое являлось Заказчиком-застройщиком проекта реконструкции, продолжило эксплуатацию месторождения. Данный механизм реализации проекта популярен при реализации инвестиционных проектов реконструкции месторождений, строительства зданий, сооружений, морских буровых установок и т.п.



4. Инвестиционные проекты, реализуемые созданными совместно с головной компанией предприятиями с привлечением генеральных подрядчиков и/или заказчиков-застройщиков.

При такой схеме инвестором и пользователем является созданная совместно с ОАО «Газпром» компания, а заказчиком-застройщиком и генеральным подрядчиком выступают другие компании. Это могут быть как дочерние общества ОАО «Газпром», так и другие юридические лица.

Например, проект «Северный поток» реализует совместное предприятие Nord Stream AG, образованное с целью строительства и последующей эксплуатации морского газопровода. В настоящее время акционерами Nord Stream AG являются ОАО «Газпром» (51%), Wintershall Holding (дочернее предприятие BASF SE), E.ON Ruhrgas (по 15,5%), Gasunie и GDF Suez (по 9%).

5. Инвестиционные проекты, осуществление которых проходит в несколько этапов, каждый этап представляет собой отдельный проект, для которого разрабатывается определенный механизм реализации.

Например, 21 февраля 2008 года ОАО «Газпром», Total и StatoilHydro подписали Соглашение акционеров о создании Компании специального назначения Shtokman Development AG («Штокман Девелопмент АГ») для реализации первой фазы проекта «Штокман», компании «Газпром» принадлежит 51 % акций, Total — 25 %, Statoil — 24 %. Компания специального назначения «Штокман Девелопмент АГ» является оператором первой фазы Штокмановского проекта и будет собственником инфраструктуры первой фазы Штокмановского ГКМ на протяжении 25 лет с момента ввода месторождения в эксплуатацию. «Штокман Девелопмент АГ» отвечает за проектирование, строительство и эксплуатацию объектов первой фазы освоения месторождения. ООО «Газпром добыча шельф» (дочернее общество ОАО «Газпром») по поручению ОАО «Газпром» будет заниматься реализацией второй и третьей фазы проекта.

Классификация участников проекта по принадлежности к головной компании (инвестору — ОАО «Газпром») подразделяет все предприятия, участвующие в реализации проекта на три вида:

- предприятия, учредителем которых является ОАО «Газпром»;
 - предприятия, входящие в газовую отрасль — российские и иностранные юридические лица, не входящие в систему предприятий ОАО «Газпром»;
 - сторонние организации, участвующие в реализации проекта.
- Тогда возможный состав участников проекта следующий:
- только предприятия, учредителем которых является ОАО «Газпром»;
 - предприятия, учредителем которых является ОАО «Газпром» и предприятия, входящие в газовую отрасль;
 - предприятия, учредителем которых является ОАО «Газпром» и сторонние организации;
 - предприятия, учредителем которых является ОАО «Газпром», предприятия, входящие в газовую отрасль и сторонние организации.

Таким образом, на практике существует пять механизмов реализации инвестиционных проектов и четыре типа возможного состава участников. Чем сложнее механизм реализации проекта, тем выше уровень неопределенности и связанный с нею уровень риска. С точки зрения ОАО «Газпром»



участие в проекте предприятий, учредителем которых он является, снижает уровень неопределенности и, соответственно, риск ненадежности участников проекта. В данном случае инвестор имеет возможность контролировать деятельность данных предприятий, обладает достаточной информацией о них и способен координировать их деятельность. Далее следует рассмотреть возможные комбинации состава участников проекта с механизмами реализации. Комбинация механизма реализации проекта 4 (инвестиционные проекты, реализуемые созданными совместно с головной компанией предприятиями с привлечением генеральных подрядчиков и/или заказчиков-застройщиков) и состава участников проекта А (только предприятия, учредителем которых является ОАО «Газпром») невозможна. Все остальные выявленные возможные составы участников проекта могут встречаться при всех пяти механизмах реализации. Все возможные комбинации следует распределить по степени возрастания риска. Большинство исследователей считают, что поправка на риск ненадежности участников проекта не должна быть больше 5%. Тогда при минимальном уровне риска, когда в проекте, связанным только с собственным капитальным строительством, участвуют только предприятия, входящие в группу компаний инвестора (механизм реализации 1, состав участников — А) — поправка 0%. Максимальным уровнем риска и поправкой 5% характеризуются проекты, реализуемые в несколько этапов, с самым разнообразным составом участников (механизм реализации 5, состав участников Г). Значения поправок для всех остальных комбинаций состава участников проекта и механизмов реализации проекта определяются по закону равномерного распределения и представлены в табл. 1.

Таблица 1

Величина поправки на риск для различных комбинаций состава участников проекта и механизмов реализации

Состав участников проекта	Механизм реализации проекта	Поправка на риск, %
А (только предприятия, входящие в систему ОАО «Газпром»).	1 (проекты, связанные с собственным капитальным строительством).	0,00
А (только предприятия, входящие в систему ОАО «Газпром»).	2 (проекты, реализуемые по договорам генерального подряда).	0,28
А (только предприятия, входящие в систему ОАО «Газпром»).	3 (проекты, реализуемые через службу заказчика-застройщика с привлечением генерального подрядчика).	0,56
А (только предприятия, входящие в систему ОАО «Газпром»).	4 (проекты, реализуемые созданными совместно с головной компанией предприятиями).	–
А (только предприятия, входящие в систему ОАО «Газпром»).	5 (проекты, осуществление которых проходит в несколько этапов).	0,84
Б (предприятия, входящие в систему ОАО «Газпром» и предприятия, входящие в газовую отрасль).	1 (проекты, связанные с собственным капитальным строительством).	1,11
Б (предприятия, входящие в систему ОАО «Газпром» и предприятия, входящие в газовую отрасль).	2 (проекты, реализуемые по договорам генерального подряда).	1,39



Состав участников проекта	Механизм реализации проекта	Поправка на риск,%
Б (предприятия, входящие в систему ОАО «Газпром» и предприятия, входящие в газовую отрасль).	3 (проекты, реализуемые через службу заказчика-застройщика с привлечением генерального подрядчика).	1,67
Б (предприятия, входящие в систему ОАО «Газпром» и предприятия, входящие в газовую отрасль).	4 (проекты, реализуемые созданными совместно с головной компанией предприятиями).	1,95
Б (предприятия, входящие в систему ОАО «Газпром» и предприятия, входящие в газовую отрасль).	5 (проекты, осуществление которых проходит в несколько этапов).	2,22
В (предприятия, входящие в систему ОАО «Газпром» и сторонние организации).	1 (проекты, связанные с собственным капитальным строительством).	2,5
В (предприятия, входящие в систему ОАО «Газпром» и сторонние организации).	2 (проекты, реализуемые по договорам генерального подряда).	2,78
В (предприятия, входящие в систему ОАО «Газпром» и сторонние организации).	3 (проекты, реализуемые через службу Заказчика-застройщика с привлечением генерального подрядчика).	3,06
В (предприятия, входящие в систему ОАО «Газпром» и сторонние организации).	4 (проекты, реализуемые созданными совместно с головной компанией предприятиями).	3,33
В (предприятия, входящие в систему ОАО «Газпром» и сторонние организации).	5 (проекты, осуществление которых проходит в несколько этапов).	3,61
Г (предприятия, входящие в систему ОАО «Газпром», предприятия, входящие в газовую отрасль и сторонние организации).	1 (проекты, связанные с собственным капитальным строительством).	3,89
Г (предприятия, входящие в систему ОАО «Газпром», предприятия, входящие в газовую отрасль и сторонние организации).	2 (проекты, реализуемые по договорам генерального подряда).	4,17
Г (предприятия, входящие в систему ОАО «Газпром», предприятия, входящие в газовую отрасль и сторонние организации).	3 (проекты, реализуемые через службу Заказчика-застройщика с привлечением генерального подрядчика).	4,45
Г (предприятия, входящие в систему ОАО «Газпром», предприятия, входящие в газовую отрасль и сторонние организации).	4 (проекты, реализуемые созданными совместно с головной компанией предприятиями).	4,72
Г (предприятия, входящие в систему ОАО «Газпром», предприятия, входящие в газовую отрасль и сторонние организации).	5 (проекты, осуществление которых проходит в несколько этапов).	5,00



Повышение инновационной активности молодежи (молодых специалистов) ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК»

Е. С. Решетов
ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК»

Молодёжь — одна из наиболее активных составных частей общества. Нерешенность проблем молодёжи, напоминая о себе в настоящем, неизбежно будет вызывать кризисные ситуации в будущем. Учитывая, что молодёжь (лица в возрасте от 14 до 30 лет) составляет значительную часть населения, государство осуществляет специальную молодёжную политику в отношении молодых граждан, направленную на создание правовых, экономических и организационных условий и гарантий для самореализации личности. Однако, большинство программ (как на федеральном уровне, так и на муниципальном) содействуют развитию **студенческой** молодёжи: именно они (студенты) основные участники конференций и конкурсов, общественных объединений, волонтерских организаций.

А между тем, большая часть молодёжи — люди работающие. Проблемы, которые принято называть «молодёжными» (отсутствие стартовых возможностей, жильё, молодая семья, досуг, тяжёлое материальное положение и др.), наиболее остро ошущаются на промышленных и сельскохозяйственных предприятиях, где незащищёнными являются именно молодые работники. Как только молодой человек трудоустраивается, ему все сложнее реализовать свой творческий потенциал. Главной задачей для него становится — выполнение своих должностных обязанностей. Свободного времени по сравнению с периодом студенчества становится все меньше.

Поэтому особо значимым в данной ситуации становится поведение организации-работодателя. Она имеет возможность создать максимально комфортные условия для развития потенциала молодёжи. Рассмотрим и оценим проводимую с молодёжью работу в ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК».

Работа с молодёжью в ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК»

В ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК» с 2010 года действует Совет молодых специалистов (далее — СМС). Цель создания СМС: формирование активной жизненной позиции у молодых работников, объединение молодёжи для реализации собственного потенциала и обеспечения лидирующего положения предприятия и Компании.

Задачи СМС:

- содействие в адаптации и закреплении молодых специалистов и вновь прибывающей молодёжи на предприятие;
- содействие в создании условий для повышения творческой инициативы молодых специалистов, привлечение их к участию в перспективных разработках, поддержка и развитие научно-технического движения;
- укрепление профессиональных и деловых связей между молодыми специалистами предприятия, расширение взаимодействия и обмен опытом молодых специалистов организаций группы «ЛУКОЙЛ».



Совет молодых специалистов Организации, являясь одной из ячеек молодежного движения ОАО «ЛУКОЙЛ», постоянно взаимодействует с СМС Группы «ЛУКОЙЛ» и другими организациями региона. Совместные мероприятия проходят в различных форматах — от развлекательных программ до официальных встреч с участием должностных лиц руководящего состава. Все это способствует сближению «лукойловской» молодежи и укреплению ее приверженности корпоративным ценностям.

Проблема повышения инновационной активности молодежи ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК»

Как уже было отмечено, ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК» ведет работу с молодыми кадрами, однако самым проблемным направлением остается — научно-техническое. Молодежь активно участвует в досуговых и даже социально-направленных мероприятиях, но как привлечь молодых работников к научному труду?

Один раз в два года организовывается научно-техническая конференция молодых ученых и специалистов организаций Группы «ЛУКОЙЛ» с привлечением победителей аналогичных Конкурсов организаций Группы «ЛУКОЙЛ», представителей регионов, студентов, аспирантов и преподавателей профильных вузов.

На конференции заслушиваются лучшие доклады по актуальным для организаций Группы «ЛУКОЙЛ» и Компании в целом проблемам, направленным на совершенствование производства, решение конкретных технических и организационных задач.

Ежегодно Службами управления персоналом организовывается участие молодых работников в различных отраслевых и региональных конкурсах. В организациях Группы «ЛУКОЙЛ» проводится ежегодно Конкурс молодых специалистов на лучшую научно-техническую разработку. Такие конкурсы позволяют раскрыть творческую инициативу, выявить научный потенциал и активность молодежи. Многие разработки юных ученых уже внедрены в производство с участием авторов.

Этим, практически, вовлечение молодых специалистов в научно-техническую деятельность и ограничивается. Следует отметить, что за 3 года в ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК» не было подано ни одного рационального предложения или заявки на изобретение. Большинство научно-технических работ выполнялись в рамках повседневной работы по автоматизации процессов.

Я предлагаю создать в ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК» Молодежный инженерный клуб (МИК) в целях привлечения высококвалифицированных молодых сотрудников к реализации программ, направленных на снижение издержек производства, внедрения и широкого использования новейших достижений науки и техники на предприятии, создания возможностей для дальнейшего профессионального развития и карьерного роста молодежи. Формирование такого клуба позволит интегрировать усилия молодых работников в области инновационного развития. Если каждый сотрудник решает проблему только на своем участке работ, то зачастую он не видит «причины и следствия», не понимает как предлагаемое им решение проблемы, «узкого места» повлияет на работу других отделов,



служб. Огромное количество проблем просто не решается на уровне одного подразделения. Собравшись вместе, ребята будут иметь возможность обсудить проблему с разных точек зрения, учитывая как инновации изменят работу и на других участках.

Задачи клуба:

- активное участие молодежи в решении текущих производственных проблем, устранении «узких мест»;
- разработка и проведение мероприятий, направленных на экономию материальных и энергетических ресурсов, снижение издержек производства;
- привлечение молодых работников к рационализаторской и изобретательской деятельности;
- внедрение и широкое использование новейших достижений науки и техники;
- проведение работы по привлечению молодых работников к участию в научно-техническом конкурсе, содействие в разработке тем и подготовке работ, а также внедрении разработок в производство;
- развитие деловых и личностных качеств молодых работников, формирование здоровой мотивации на профессиональный и карьерный рост.

Членами клуба могут быть молодые рабочие, специалисты и руководители в возрасте до 35 лет, разделяющие его цели, задачи и участвующие в работе клуба. В работе клуба, в решении отдельных задач, могут участвовать все работники предприятия независимо от возраста и занимаемой должности. Также к работе в клубе могут привлекаться студенты профильных специальностей, аспиранты, молодые ученые и преподаватели вузов.

Высшим органом является общее заседание клуба. Для руководства текущей работой клуба на общем заседании клуба открытым голосованием сроком на 2 года избирается Совет МИК, в который входят председатель, его заместитель (ли) и члены Совета. Количественный состав Совета определяется на общем заседании клуба в зависимости от объема принятых к выполнению работ. С учетом этого в Совете могут создаваться направления работы.

Организация работы МИК

Молодежный инженерный клуб проводит работу в соответствии с планом работы на текущий год.

Планирование работы осуществляется Советом клуба с учетом поступивших из структурных подразделений или предложенных членами клуба вопросов или производственных проблем, требующих устранения «узких мест», возможности внедрения в производство новейших научно-технических достижений, принятых членами клуба к разработке рационализаторских предложений и изобретений, тем научно-технического конкурса.

Годовой план работы представляется для согласования заместителю генерального директора — главному инженеру, после чего утверждается на общем заседании клуба. Каждый член клуба может внести свои предложения в план работы.



Исполнение запланированных мероприятий Советом клуба поручается члену МИК или специально созданной группе из членов клуба. Совет клуба может ходатайствовать перед заместителем генерального директора — главным инженером о закреплении куратора из числа опытных руководителей и специалистов подразделений.

Для контроля за ходом выполнения запланированных мероприятий председатель клуба закрепляет ответственных из числа членов Совета.

Общее заседание клуба проводится не реже одного раза в квартал. Текущие вопросы рассматриваются на Совете МИК, который собирается два раза в месяц.

В своей работе клуб тесно взаимодействует с научно-техническим направлением Совета молодых специалистов. Ими могут проводиться совместные мероприятия.

По окончании календарного года Совет МИК отчитывается на общем заседании клуба о проделанной работе и представляет на утверждение план работы на новый год.

Руководители структурных подразделений, специалисты обязаны оказывать содействие членам клуба в реализации запланированных мероприятий.

Курирует работу клуба заместитель генерального директора — главный инженер.

После того, как Положение о молодежном инженерном клубе будет утверждено, на наш взгляд, необходимо составить Программу обучения членов клуба. В течение года молодые инженеры должны прослушать курсы «Теория решения изобретательских задач», «Алгоритм решения изобретательских задач», «Функционально-стоимостный анализ», а затем закрепят полученные знания на тренингах и выездных семинарах. Одной из особенностей обучения могут стать встречи с руководителями разных подразделений предприятия. Это поможет молодым работникам «узнать» весь цикл работы компании, покажет наличие взаимосвязи между отдельными видами деятельности, расширит кругозор и даст представление о наиболее важных (первоочередных) проблемах. Такие встречи сами по себе являются отличным мотиватором, на них у ребят будет возможность задать вопросы, обсудить актуальные проблемы, поделиться своими идеями и решениями.

Также планируется проводить еженедельные занятия в нерабочее время (семинары) по совершенствованию навыков творческого и нестандартного мышления, умения решать инженерно-технические и организационные задачи. Существенный эффект от молодежного инженерного клуба можно получить, организовав регулярные «мозговые штурмы» и практикуя объединение усилий специалистов разного профиля для решения поставленной задачи. Кроме того, для членов клуба будет делаться обзор законодательства по патентному праву, и оказываться помощь при оформлении заявок на рационализаторские предложения.

По итогам года члены клуба должны будут защитить свои разработки. Лучшие предложения молодых рационализаторов будут внедряться в производство.

Этапы реализации проекта:

1 этап — «Поиск и учет» — является стартовой площадкой, на которую попадает каждый проект (научная разработка или изобретение) по-



сле регистрации. Здесь каждый участник может получить оценку своего проекта.

2 этап — «Отбор» — на этом этапе молодые инноваторы участвуют в образовательных программах и получают профильные консультации по состоянию своих проектов, чтобы максимально успешно выступить на конкурсных площадках.

3 этап — «Подготовка» — смещает акценты на решение вопроса привлекательности проекта для его внедрения. В его ходе ведется работа с бизнес-планами, осуществляются техническая и финансовая экспертизы, формируется команда проекта.

4 этап — «Поддержка» — открыт для инновационных решений, готовых к внедрению. На данном этапе происходит внедрение или апробирование.

5 этап — «Героизация» — пьедестал для проектов, успешно реализованных на предприятии, достигших значительных финансовых и научных результатов. Работа с проектами данного этапа направлена на популяризацию инновационной деятельности среди молодых специалистов.

За участниками МИК будут закреплены некоторые права. Например, руководитель подразделения вправе освободить члена клуба, работающего по проблеме, связанной с его основной работой, от частичного выполнения должностных обязанностей, с целью сосредоточиться на разрабатываемом вопросе.

За активную работу в клубе, *решение производственных проблем* председатель клуба может ходатайствовать перед руководителями вплоть до Генерального директора о поощрении члена МИК.

Заключение

Создание молодежного инженерного клуба будет содействовать:

- формированию и развитию эффективной системы сбора, обработки и анализа идей, предложений и проектов молодых работников, направленных на повышение эффективности работы предприятия;
- развитию внутреннего экспертного сообщества для оценки идей, предложений и проектов молодых работников;
- развитию конкурсных механизмов стимулирования научно-технического творчества и инновационной деятельности молодежи, в т.ч. *конкурса научно-технических работ*;
- содействие тиражированию лучших идей, предложений и проектов молодежи;
- развитие системы нематериальных поощрений молодых работников, ведущих научные изыскания, направленные на повышение экономической эффективности деятельности предприятия;
- поддержка соискателей ученой степени путем предоставления им режима «информационного благоприятствования» внутри холдинга;
- организации и проведению внутрикорпоративных мероприятий по обмену опытом.



Исследование мотивационного профиля и формирование эффективного механизма мотивации молодых работников ООО «Газпром добыча Краснодар»

А. Б. Рогозян

ООО «Газпром добыча Краснодар»

Данное исследование проведено на базе методики «12 факторов мотивации» Ш. Ричи и П. Мартина и направлено на изучение мотивационной направленности молодых работников Общества. Размер выборки составил 68 человек из администрации и четырех филиалов ООО «Газпром добыча Краснодар»: Инженерно-технического центра, Каневского газопромыслового управления, Службы корпоративной защиты и Управления материально-технического снабжения и комплектации.

Полученные результаты могут быть использованы для оптимизации системы стимулирования труда, адаптации вновь принятых сотрудников, а также для улучшения корпоративной культуры организации. Также важным аспектом применения результатов проведенного мониторинга является деятельность Совета молодых работников Общества. Полученные результаты помогут выявить, что движет молодежью, какие аспекты мотивации имеют для них первостепенное значение, а каким можно уделить меньшее внимание.

В использованной методике рассматриваются 12 мотивационных факторов:

- материальное поощрение;
- физические условия работы;
- структурирование работы;
- социальные контакты (потребность в общении);
- взаимоотношения (длительные и устойчивые);
- признание;
- стремление к достижениям;
- власть и влияние;
- разнообразие и перемены;
- креативность;
- самосовершенствование;
- интересная и полезная работа.

По итогам мониторинга в целом по выборке наибольшую выраженность имеют следующие мотивационные факторы:

- материальное стимулирование (13 %);
- интересная и полезная работа (11 %);
- структурирование работы (10 %).

Наименьшую выраженность показали следующие факторы:

- власть и влияние (4 %);
- социальные контакты (5 %);
- взаимоотношения (5 %).

Если рассматривать результаты в разрезе по филиалам, то не во всех из них работники поставили потребность в материальном поощрении на первое место. Так, в Инженерно-техническом центре и Службе корпоративной защиты это были «Интересная и полезная работа» и «Струк-



турирование работы», соответственно. Говоря об «аутсайдерах» среди мотивационных факторов в структурных подразделениях, то они оставались неизменными с небольшими исключениями: к примеру, работники Каневского газопромышленного управления и Службы корпоративной защиты включили в список менее существенных факторы «Потребность в креативности» и «Условия работы».

В целом, можно разделить все мотивационные факторы на две группы: наиболее востребованные и не столь существенные.

В первую группу вошли следующие факторы:

- материальное стимулирование (13 %);
- интересная и полезная работа (11 %);
- структурирование работы (10 %);
- признание (10 %);
- самосовершенствование (10 %).

Вторую группу составили оставшиеся факторы:

- власть и влияние (4 %);
- социальные контакты (потребность в общении) (5 %);
- взаимоотношения (длительные и устойчивые) (5 %);
- физические условия работы (7 %);
- креативность (8 %);
- стремление к достижениям (8 %);
- разнообразие и перемены (9 %).

На основании полученных результатов можно сделать вывод о не вполне достаточном уровне развития организационной культуры и удовлетворенности ею со стороны молодых работников организации. Также будет целесообразным усиление роли Молодежного объединения в целях сплочения коллектива, налаживания неформальных связей и улучшения корпоративной культуры. Помимо этого целесообразным будет вовлечение молодежи Общества в различные профессиональные и самодеятельные конкурсы с освещением их в средствах корпоративной информации для удовлетворения потребности в признании и стремлении к достижениям.

Исходя из результатов проведенного исследования на следующем этапе можно будет разработать ряд рекомендаций, направленных на выполнение основных поставленных целей исследования: улучшение системы стимулирования труда и улучшение организационной культуры ООО «Газпром добыча Краснодар».

Трансформация системы планирования и управления эффективностью деятельности предприятия

И. Н. Рябченкова

ОАО «Самотлорнефтегаз»

ОАО «Самотлорнефтегаз», как и большинство российских предприятий, использует традиционную систему бюджетирования, ограниченную рамками финансового года. Планирование осуществляется последовательностью взаимосвязанных процессов планирование -> управление инвестициями -> контрактование (рис. 1):



Рис. 1. Взаимосвязь экономических процессов

Сформированный годовой план, регулярно уточняется в виде прогнозных данных с учетом фактического выполнения. Изменения прогноза по отношению к бизнес-плану выносятся на рассмотрение Бюджетной комиссии предприятия и любой необоснованный рост или не корректное планирование отражаются на показателях производственного контракта как предприятия, так и ответственного подразделения.

Однако, у такого подхода есть и очевидные недостатки, такие как статичность и отказ от использования возможностей, получение результатов по которым возможно за границами оперативного периода.

На примере анализа динамики затрат на геолого-технические мероприятия нескольких лет просматривается следующая закономерность: при наступлении следующего финансового года наблюдается снижение уровня затрат на услуги и МТР (рис. 2):

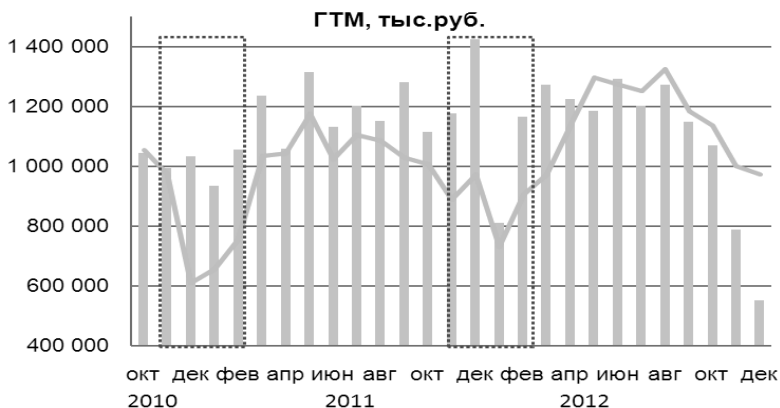


Рис. 2. Динамика затрат на геолого-технические мероприятия

Причины, формирующие такую динамику, напрямую связаны с характером традиционного планирования с заключением большей доли договоров в конце года, процедурами согласования потребности в оборудовании, а также в материалах и услугах 1 перечня.



Что, соответственно, влечет такие риски как:

1. Вероятность потери высококвалифицированных подрядчиков по направлениям деятельности.
2. Дополнительные затраты, связанные с необходимостью удержать ключевых подрядчиков.
3. Сложно прогнозируемая поставка материалов и оборудования.
4. Потеря эффекта года: ситуация, в которой производственный темп и эффект от него идут на спад к концу года по независящим от производственных циклов причинам.

Стремясь «освоить» утвержденный годовой бюджет, кураторы планируют часть затрат на этапе отсутствия достоверной информации об их необходимости. Например, затраты на кап.ремонт РВС, не имея результатов диагностике оборудования, а также, будучи привязаны к годовым процедурам закупа МТР и услуг, основанных на процедурах годового планирования (рис. 3). Такой подход ведет к рискам роста внешних запасов, переносам сроков ремонта и, соответственно, переносам связанных с капитальным ремонтом затрат.

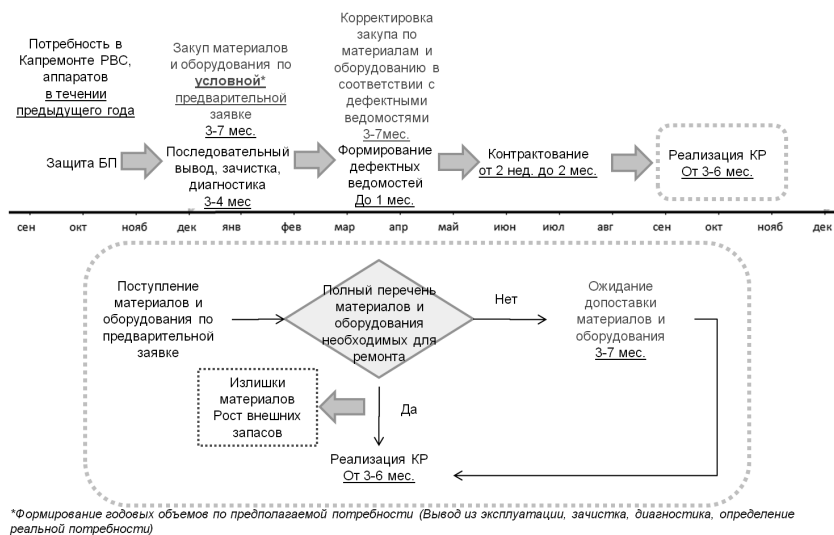


Рис. 3. Капитальный ремонт основных фондов (традиционный бюджет)

Решение задачи лежит в изменении режима планирования и постоянном (по мере уточнения фактических данных) расширении границ планируемого года. Такое постоянное уточнение потребности в услугах и МТР, позволит обеспечить равномерность процесса контрактования. Изменение процедуры согласования потребности и инструментов управления эффективностью бюджетного процесса с поправкой на скользящее планирование, позволит получить, экономию МТР, повышение качества управления запасами, сохранение «эффекта года», устойчивый интерес подрядчиков к предприятию (рис. 4).

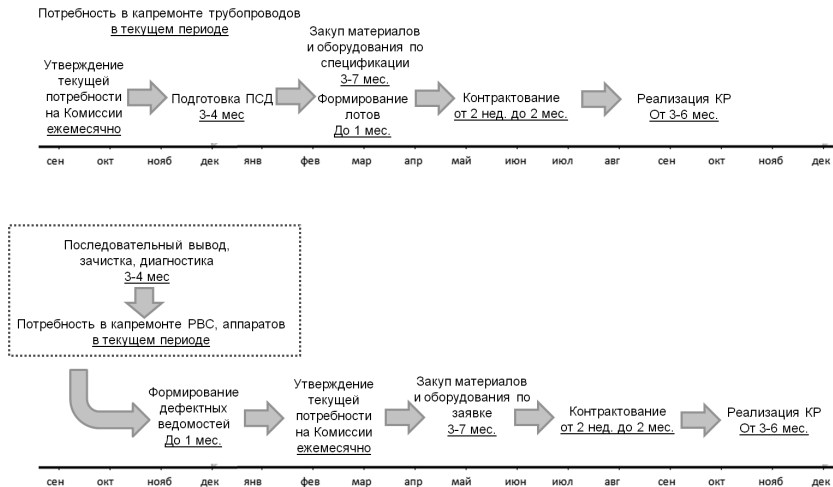


Рис. 4. Капитальный ремонт основных фондов (скользящее планирование)

При формировании скользящего плана выделяются опции «уверенная» и «условная», зависящие от наступления событий «ключевых вех». Статус опции присваивается на основании утвержденных критериев. Условная опция может изменять статус (переходить в уверенную) после прохождения соответствующей ключевой точки. Пример «уверенной» опции: утвержденный объем КРС и связанных с ними сопутствующих операций. Пример «условной» опции: объем сопутствующих операций при КРС зависящих от принятия каких-либо решений, прохождения «ключевых вех».

Рекомендуемые параметры скользящего планирования: деление затрат на условную и уверенную опции, период скользящего планирования — 6 месяцев, горизонт планирования 2 года.

Обоснование ввода в эксплуатацию ГТЭС на Тобойском месторождении (взамен ДЭС) с целью сокращения операционных расходов по выработке электроэнергии и выполнения нормы использования попутного нефтяного газа

А. Н. Сафонов

ТТП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

Добыча нефти и газа неразрывно связана с электроэнергетикой. И затраты на электроэнергию составляют значительную долю в структуре себестоимости добычи.

В настоящий момент на Тобойском нефтяном месторождении электроэнергия вырабатывается на ДЭС. Однако, в условиях планируемого



повышения объема добычи нефти, дальнейшее использование дизельного топлива представляется весьма дорогостоящим и нерациональным.

На фоне этого спасительной альтернативой выглядит развитие собственных источников генерации энергии на попутном нефтяном газе.

Стоит также отметить, что другим не менее важным стимулом использовать ПНГ в качестве топлива, а не сжигать его на факелах, является перспектива улучшения экологической обстановки в районе нефтедобычи.

Это также и экономический стимул, ведь сверхнормативное сжигание ПНГ (более 5%) грозит нефтедобывающей компании штрафами, которые из года в год многократно повышаются.

Поэтому **главными целями** данной работы являются:

1. Оценка возможности применения попутного нефтяного газа на Тобойском месторождении в качестве топлива для газовых электростанций.
2. Расчет экономического эффекта от внедрения газовых электростанций взамен дизельных.

Использование ГТЭС предъявляет определенные требования к составу и свойствам газа. Согласно этих требований содержание сероводорода H_2S должно быть не более 4%, а теплотворная способность газа должна находиться в пределах от 2500 до 24000 ккал/м³.

Данные последнего лабораторного анализа пробы газа с ЦПС «Тобой» говорят о том, что расчетное содержание сероводорода в ПНГ 0,572%. Теплота сгорания (теплотворная способность) составляет 44,33 МДж/м³ (или 10588 ккал/м³). Эти показатели говорят о приемлемости ПНГ по составу и теплотворным свойствам.

Перед использованием в качестве топлива на ГТЭС попутный газ должен быть предварительным подготовлен. На Тобойском месторождении действует следующая схема подготовки:

Продукция скважин Тобойского месторождения поступает на групповую замерную установку. Далее поток направляется в устройство предварительного отбора газа.

После УПОГ продукция скважин поступает в подогреватели. Нагретая жидкость после подогревателей поступает в сепаратор нефтегазовый, где осуществляется сепарация нефти от газа, и сброс подтоварной воды.

Попутный газ, выделившийся в УПОГе и нефтегазовом сепараторе, поступает для отделения капельной жидкости в вертикальный сетчатый газосепаратор.

Также имеются требования к величине рабочего давления газа на входе, поэтому неотъемлемой частью процесса газоподготовки является использование дожимных компрессорных станций (ДКС). Далее готовый для использования в качестве топлива газ поступает на ГТЭС.

По паспорту инвестиционного проекта Тобойского месторождения с 2016 г. запланировано строительство высоковольтной линии электропередачи. Поэтому необходимо подобрать оборудование, которое бы окупилось за период работы 2013–2015 гг., а в дальнейшем являлось бы резервным источником энергии.

Для определения мощности и количества ГТЭС, нужного для выработки заданного объема электроэнергии, а также в целях подбора ДКС необходимой производительности, следует, в первую очередь, знать по-



требность в электроэнергии и ресурс газа. На основании этих данных мы можем судить об обеспеченности попутным газом на месторождении.

Обеспеченность газом на 2013–2015 гг. для выработки электроэнергии на ГТЭС

№ п/п	Показатель	Значение		
		2013	2014	2015
1	Добыча нефтяного газа	2,074	7,691	10,962
2	Потери нефтяного газа при добыче и сборе	0,016	0,086	0,092
3	Расход газа на печи нагрева нефти	0,481	1,783	2,126
4	Расход газа на нетопливные нужды	0,073	0,437	0,470
5	Оставшийся ресурс газа	1,504	5,385	8,274

Согласно утвержденного бюджета, в 2013–2015 гг. для выполнения плана по добыче и для обеспечения деятельности Тобойского месторождения необходимо расходовать до 18 млн кВтч электроэнергии. Для выработки данных объемов электроэнергии необходимо приобрести установки общей мощностью 2,5 МВт. Целесообразно для этого применять 2 установки по 750 кВт и 4 по 250 кВт (для снижения рисков при невыполнении планируемых уровней добычи и упрощения сервисного обслуживания).

Также во избежание прочих рисков целесообразно создать резерв из 3-х установок по 250 кВт.

На основании тепловых характеристик газа Тобойского месторождения и учитывая опыт работы аналогичных установок можно сделать вывод о том, что для работы ГТЭС общей мощностью 2,5 МВт необходимо потребление 400 м³ газа в час.

Для компримирования газа в этих объемах необходимы 2 дожимные компрессорные станции производительностью до 200 м³/ч. Также необходим резерв в количестве одной станции этой же мощности.

Таким образом, для полного перехода на электроэнергию газовых электростанций, всего необходимо приобрести 2 ГТЭС мощностью по 750 кВт, 7 ГТЭС мощностью по 250 кВт и 3 ДКС мощностью по 200 м³/ч.

Для приобретения всего комплекса оборудования, необходимы первоначальные капитальные вложения в объеме:

$$(2 \cdot 750 + 7 \cdot 250) / 1000 \cdot 55 \text{ млн руб.} + 3 \cdot 2,5 \text{ млн руб.} = \\ = 178,75 \text{ млн руб.} + 7,5 \text{ млн руб.} = 186,25 \text{ млн руб.}$$

Эффективность от внедряемых технологий представляет собой экономию затрат на выработку 1 кВтч электроэнергии на ГТЭС по сравнению с ДЭС. Также положительный экономический эффект достигается и за счет отсутствия необходимости в сжигании излишек газа на факелах, что значительно снижает размер штрафов за нанесение вреда окружающей среде.

Важное экономическое значение при оценке эффективности капиталовложений имеет показатель ЧДД (чистый дисконтированный доход) или суммарная экономия, приведенная к году капиталовложений.



Расчет ЧДД

№ п/п	Показатель	Значение		
		2013	2014	2015
1	Экономия затрат, млн руб.	35,495	92,627	117,313
2	Ставка дисконтирования, %	15		
3	ЧДД, млн руб.	35,495	80,545	88,705

В ценах первого года реализации проекта экономия затрат на выработку электроэнергии составит 204,745 млн руб. или в среднем 5,024 руб./кВтч.

За период 2013–2015 гг. для выработки электроэнергии на ГТЭС необходимо затратить 8,150 млн м³ газа. Так как данный объем газа не сжигается на факелах, в результате экономим деньги на выплату штрафов.

Показатели использования газа и экономия штрафных выплат

№ п/п	Показатель	Значение		
		2013	2014	2015
1	Добыча газа, млн м ³	2,074	7,691	10,962
2	Ресурс газа, млн м ³	1,504	5,385	8,274
3	Расход газа, млн м ³	1,504	3,000	3,646
4	Газ, сжигаемый на факелах, млн м ³	0,0	2,385	4,628
5	Коэффициент использования газа, %	100,0	69,0	57,8
6	Экономия штрафных выплат, млн руб.	0,390	0,777	0,944
7	Ставка дисконтирования, %	15		
8	Приведенная экономия, млн руб.	0,390	0,676	0,714

Общая экономия на выплатах штрафа составит 2,111 млн руб., приведенная экономия 1,779 млн руб.

Средний коэффициент использования газа 66,2%.

Таким образом, общая экономия от проведения мероприятия за период 2013–2015 гг. составит 247,546 млн руб., или 206,525 млн руб. в ценах первого года. Расчет экономического эффекта представлен в таблице.

Общий экономический эффект

№ п/п	Показатель	Значение			
		2013	2014	2015	Итого
1	Приведенная экономия, млн руб.	35,885	81,221	89,419	206,525
2	Капитальные затраты, млн руб.	186,250			186,250
3	Накопленный эффект, млн руб.	-150,365	-69,144	20,275	20,275



Как видно из таблицы, затраты окупятся в 2015 г., т.е. срок окупаемости инвестиций составляет:

$$2 \text{ г.} + 20,275 \text{ млн руб.} / 89,419 \text{ млн руб.} = 2,23 \text{ г.} = 2 \text{ г.} 3 \text{ мес.}$$

Также важным показателем эффективности капиталовложений является рентабельность инвестиций, которая равна:

$$206,525 \text{ млн руб.} / 186,250 \text{ млн руб.} = 1,11.$$

Выводы

В работе была рассмотрена возможность применения ПНГ Тобойского месторождения в качестве топлива газовых электростанций. Анализ газа показал его приемлемость для этих целей.

В результате работы был оценен эффект от предлагаемой замены ДЭС на ГТЭС. Средняя экономия операционных затрат на выработку 1 кВтч электроэнергии составит 5,024 руб./кВтч. Также предлагаемые мероприятия позволяют повысить коэффициент использования попутного газа до 66,2%, что снижает совокупные затраты на выплату штрафов за ущерб окружающей среде на 1,779 млн руб.

Расчетный срок окупаемости инвестиций равен 2 г. 3 мес., показатель рентабельности — 1,11.

Мобильный лазерный технологический комплекс — инновационный путь в ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов

И. А. Сафонов

ООО «Газпром газобезопасность»

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром газобезопасность» является аварийно-спасательной службой ОАО «Газпром», включенной в перечень сил постоянной готовности федерального уровня единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, целевым направлением деятельности которой является предупреждение возникновения и ликвидация открытых газовых и нефтяных фонтанов при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин.

Работу по обеспечению противofонтанной и газовой безопасности ведут шесть военизированных частей, дислоцированные в местах расположения наиболее крупных газоконденсатных месторождений (г. Астрахань, г. Красноярск, г. Оренбург, г. Новый Уренгой, г. Шелково, г. Вуктыл).

Подразделения ООО «Газпром газобезопасность» постоянно находятся в состоянии оперативной готовности к осуществлению своих основных задач и территориально дислоцированы таким образом, чтобы оказываемая ими помощь буровым, сервисным и нефтегазодобывающим предприятиям была своевременной и незамедлительной.

Одним из приоритетных направлений, активно развиваемых в Обществе, является внедрение инновационного оборудования и технологий,



позволяющих производить аварийно-восстановительные работы без непосредственного присутствия людей в зоне повышенной опасности (загазованная среда, высокое тепловое излучение, высокий уровень шума).

Благодаря новейшему оборудованию и технологиям, которые внедряются специалистами Общества, был сделан значительный шаг вперед от методов ликвидации фонтанов при помощи трассовой оснастки, талевых блоков и газовой резки при разборе завалов к использованию высокотехнологичных и эффективных методов ликвидации с помощью лазерных технологий, робототехнической техники и гидравлического оборудования.

Создание мобильного лазерного технологического комплекса МЛТК-50

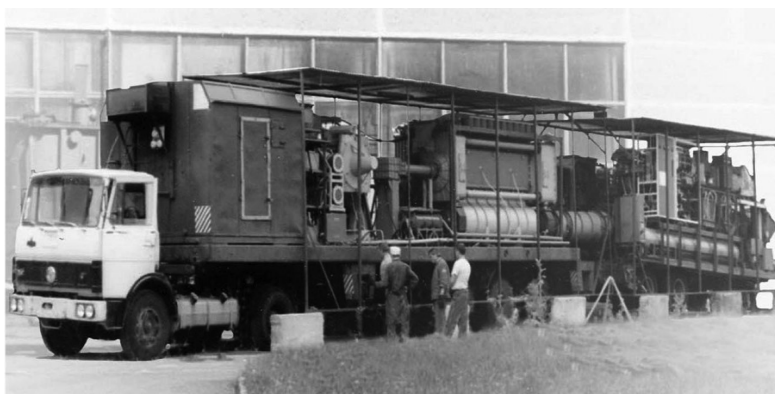
В рамках реализации данного направления в 1994 году совместно с ведущим российским центром в области термоядерных исследований и лазерных технологий Федеральным государственным унитарным предприятием «ГНЦ РФ ТРИНИТИ» была разработана «Программа создания лазерного комплекса для проведения аварийно-восстановительных работ на объектах газовой промышленности».

Необходимость в создании подобного комплекса была в следующем.

При ликвидации газовых и нефтяных фонтанов одними из самых длительных и самых опасных операций являются работы по расчистке устья от разрушенного оборудования и демонтажу поврежденного устьевого оборудования с фонтанирующей скважины.

Опасность проведения данных работ обусловлена тем, что оперативному персоналу приходилось вести работы (такие как: резку габаритных металлоконструкций с использованием обыкновенной газовой резки; крепления стропами и растаскивания оборудования) в непосредственной близости от горящего фонтана в условиях повышенных температур (100–600 °С) и повышенного уровня шума (более 150 ДБа).

Данным работам присвоена 10-я (максимальная) степень риска.



Так же в отдельных случаях, при невозможности производить какие-либо аварийные работы непосредственно возле устья фонтанирующей скважины из-за разнонаправленного горения газовой струи, приходи-



лось производить отстрел поврежденного оборудования скважины с безопасного расстояния артиллерийским орудием, привлекая специалистов Министерства обороны Российской Федерации.

К 2000 году был разработан совершенно новый вид мобильного лазерного оборудования МЛТК-50, который не имел мировых аналогов и мог производить резку оборудования на расстоянии до 100 метров.

Но несмотря на все достоинства МЛТК-50, применение его при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов значительно осложнялось из-за весогабаритных характеристик (масса оборудования составляла 48 тонн — это осложняло бы транспортировку комплекса в труднодоступные районы ликвидации аварий) и периодического режима работы установки (продолжительность работы в пуске — 10 мин, интервал между пусками составлял 30 мин).

Учитывая, что на то время данный лазерный комплекс являлся воплощением самых современных научных мыслей в области лазерных технологий, устранение данных недостатков откладывалось на неопределенный срок.

Создание мобильного лазерного технологического комплекса МЛТК-20

В период 2002–2008 годов наука сделала значительный шаг вперед в области лазерных исследований.

ФГУП «ГНЦ РФ ТРИНИТИ» были продолжены работы по совершенствованию весогабаритных и эксплуатационных характеристик мощных мобильных лазерных систем на базе принципиально новых лазерных излучателей.

Специалисты «Газпром газобезопасность» неоднократно знакомись с новым типом мобильных лазерных технологий и их функциональными возможностями.



В итоге в ООО «Газпром газобезопасность» было сформулировано новое техническое задание, учитывающее технологические возможности новейших лазерных излучателей, а также отвечающее современным под-



ходам и методам ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов и в 2009 году между ООО «Газпром газобезопасность» и ФГУП «ГНЦ ТРИНИТИ» был подписан договор на разработку и поставку мобильного лазерного технологического комплекса МЛТК-20.

В ходе создания МЛТК-20 регулярно проводились совместные испытания комплекса в различных условиях эксплуатации (повышенных тепловых потоков; в условиях низких температур, прохождении лазерного излучения сквозь фронт огня), определялись наиболее оптимальные режимы лазерной резки.

Проводилась работа по оптимизации времени оперативного развертывания и установки на позицию, снижению весогабаритных показателей, а также предусматривались меры максимальной защиты персонала и окружающей среды в зоне работы комплекса.

В результате 25.12.2010 согласно условиям заключенного договора был поставлен мобильный лазерный технологический комплекс МЛТК-20.

На полигоне Учебно-тренировочного центра «Досанг» в г. Астрахань прошли испытания, где на одном из учебных устьев огневого полигона на расстоянии 40 м производилась лазерная резка ряда задвижек (толщины стенки в месте реза 40–50 мм) в условиях истечения газовой смеси под давлением на устье около 70 атм. Среднее время разделительной резки одной задвижки составило около 15 минут.

По итогам проведения испытаний мобильного лазерного технологического комплекса МЛТК-20 было принято решение о постановке его на боевое дежурство в филиал ООО «Газпром газобезопасность» Центральная военизированная часть.

В результате совместной плодотворной работы разработчикам удалось создать принципиально новый комплекс, значительно улучшив его технологические и эксплуатационные характеристики.

Также отдельно стоит отметить, что МЛТК-20 на 90% состоит из комплектующих российского производства.

Краткое техническое описание

В состав мобильного лазерного технологического комплекса МЛТК-20 входят 4 блок-контейнера. Три блок-контейнера идентичны по составу оборудования, управлению и функционированию.

В блок-контейнерах № 1–3 смонтирован лазерный блок ЛС-20 мощностью излучения 8 кВт. К каждому блоку подключается оптоволоконный кабель длиной 90 м. Это позволяет использовать блоки лазера комплекса МЛТК-20 как в составе комплекса, так и по отдельности для различных локальных операций.

Также в контейнере смонтирована система охлаждения (чиллер) лазерного блока.

Конструкция блок-контейнера № 4 формирующего телескопа отличается несколькими меньшими габаритами, но более прочным, «антивандальным» исполнением и наличием на передней стенке открываемого люка 0,9×0,9 м для вывода лазерного луча на объект взаимодействия.

В блок-контейнере смонтирован формирующий телескоп, системы управления, видеонаблюдения и охлаждения комплекса.



Конструкция блок-контейнеров изготовлена в «северном» исполнении и рассчитана на работу установленного в нем оборудования при температуре окружающей среды до -45°C .

Таблица № 1

1	Выходная мощность комплекса МЛТК-20	24 кВт
2	Режим работы	непрерывный
3	Тип лазерного блока	иттербиевый волоконный
4	Длина волны излучения	1,07 мкм
5	Время работы	не ограничено
6	Скорость резки	от 5 м/час
7	Толщина разрезаемого металла	до 80 мм
8	Расстояние до объекта воздействия	до 70 м
9	Суммарный вес оборудования	не более 10 т
10	Внешние габариты:	
11	блок контейнеров № 1ч3	2,4мЧ2,4мЧ2,4м
12	блок контейнера № 4	2мЧ2мЧ2м
13	Электропитание	3-х фазное 380В, до 120 кВт
14	Климатические условия эксплуатации	от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$
15	Количество операторов	2 человека
16	Транспортировка МЛТК-20 осуществляется всеми видами наземного, воздушного и водного транспорта	

Открытый газовый фонтан на скважине № 506 Западно-Таркосалинского нефтегазоконденсатного месторождения

«Боевое крещение» лазерный комплекс прошел в июле 2011 года в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

В результате нарушения технологии строительства скважины № 506 Западно-Таркосалинского нефтегазоконденсатного месторождения буровой бригадой 12 июля 2011 года около 02.30 ночи (по Москве) был допущен открытый газовый фонтан с возгоранием.

На место аварии первыми прибыли специалисты филиала ООО «Газпром газобезопасность» Северная военизированная часть и в целях координации действий был создан штаб.

В результате разнонаправленного горения открытого фонтана (высота струи 50 м) произошло разрушение рабочей площадки буровой установки (БУ-3200/200 ЭУК).

Загражденность устья металлоконструкциями буровой вышки затрудняло проведение разведки и определения состояния устья и оборудования фонтанирующей газовой скважины.



Основание буровой установки БУ-3200/200 представляет из себя двойной металлический каркас весом 240 т, состоящий из двутавровых балок размером 1000Ч30 уложенных в два ряда.

Для расчленения данной конструкции, из опыта работы, требовалось не менее 80 выстрелов 76-и миллиметровым артиллерийским орудием, либо продолжительное время работы газорезчика в практически открытом пламени.

В связи со сложившейся аварийной обстановкой штабом было принято решение применить мобильный лазерный технологический комплекс МЛТК-20 для дистанционной резки оборудования и металлоконструкций разрушенной буровой установки.

Транспортировка лазерного комплекса осуществлялась автомобильным транспортом из филиала ООО «Газпром газобезопасность» Центральной ВЧ в сопровождении группы операторов, эксплуатирующих МЛТК-20.

18 июля 2011 года комплекс был доставлен к месту проведения аварийно-восстановительных работ. После проведенной проверки и испытания систем комплекса приступили к расстановке блок-контейнеров в зоне проведения работ.



Основной задачей комплекса было проведение дистанционной лазерной резки разрушенных металлоконструкции и оборудования буровой установки для дальнейшей расчистки завалов, а также проведение резки



поврежденного противовыбросового оборудования на устье фонтанирующей скважины с целью создания компактной струи горящего фонтана.

Лазерная резка велась с расстояния 70 м, максимальная толщина разрезанного металла составила 80 мм.

В ходе ликвидации открытого газового фонтана мобильный лазерный технологический комплекс МАТК-20 в полной мере выполнил все поставленные задачи, что в кратчайшее время обеспечило безопасное проведение дальнейших работ.

Это особенно актуально, так как ранее только на работы по расчистке устья и разбору завалов уходило около 2-х недель и еще около недели на согласования с Министерством обороны РФ выделения и доставки к месту аварии артиллерийского орудия с боеприпасами и расчетом для произведения отстрела поврежденных элементов устьевого оборудования скважины.

После расчистки зоны аварийных работ на устье фонтанирующей скважины была наведена сборка запорно-устьевого оборудования с помощью разработанного и изготовленного в ООО «Газпром газобезопасность» гидронатаскивателя координатного типа.

25 июля 2011 года в результате слаженных действий оперативного персонала и эффективной работы внедренного инновационного оборудования открытый газовый фонтан на скважине № 506 Западно-Таркосалинского нефтегазоконденсатного месторождения был ликвидирован.

Заключение

Внедрение мобильного лазерного технологического комплекса МАТК-20 — это первый шаг ООО «Газпром газобезопасность» в области внедрения лазерных технологий в аварийно-спасательную деятельность.

Стоит отметить уникальность данной лазерной установки, поскольку аналогов подобного оборудования на мировом рынке не существует.

Согласно расчета фактического экономического эффекта, в результате только одного применения МАТК-20 при ликвидации открытого газового фонтана на скважине № 506 Западно-Таркосалинского НГКМ было сэкономлено порядка 27 млн м³ природного газа и экономический эффект составил 5,781 млн рублей.

Внедрение МАТК-20 позволило не только обеспечить новым эффективным инновационным оборудованием военизированные части ООО «Газпром газобезопасность», но и изменить саму технологию подготовки приустьевого зоны фонтанирующей скважины.

Исходя из этого в Федеральное государственное бюджетное учреждение «Федеральный институт промышленной собственности» Федеральной службы по интеллектуальной собственности была подана заявка на изобретение от 21.12.2011 № 201115244/03 (078680) «Способ подготовки приустьевого зоны скважины для ликвидации аварийного фонтанирования» и получено уведомление о положительном прохождении формальной экспертизы.

ООО «Газпром газобезопасность», учитывая положительный опыт применения МАТК-20, в дальнейшем планирует развивать лазерное направление, совершенствуя и адаптируя лазерные технологии под реальные условия применения в аварийных ситуациях.



Можно сказать, что внедрение мобильного лазерного технологического комплекса МЛТК-20 является «отправной точкой» в развитии лазерных технологий в деятельности аварийно-спасательных служб.

В настоящее время разработана и продемонстрирована экспериментально концепция создания компактного импульсного лазерного излучателя для поджига фонтанирующей газовой струи. Это оборудование особенно актуально для ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов на месторождениях с присутствием сероводорода.

Имеются разработки, позволяющие сократить массу и габариты лазерного комплекса до 2-х блок-контейнеров (общий вес до 6 т.) при одновременном увеличении мощности с 20 до 30 кВт, что существенно сокращает время оперативного развертывания комплекса, доставки его в труднодоступные районы, увеличивает скорость дистанционной лазерной резки и в целом снижает потери углеводородов и сокращает время ликвидации фонтана.

Подводя итог по данной разработке можно с полной уверенностью говорить о том, что без совместной работы ООО «Газпром газобезопасность» и ФГУП «ГНЦ РФ ТРИНИТИ» по созданию и внедрению мобильного лазерного технологического комплекса МЛТК-20 данное направление российской промышленности и науки не получило бы такой существенный импульс для дальнейшего развития, особенно учитывая, полученные научные данные в ходе проведения практических экспериментов.

Материалы, которые были собраны в ходе проведения практических экспериментов по прохождению лазерного излучения сквозь фронт огня и через поток газа позволили более детально описать и понять принципы рассеивания (ослабления) лазерного излучения в открытом пламени и газовой среде.

За последнее время наука и техника шагнула далеко вперед в создании эффективных инновационных технологий, но к сожалению, не всегда они находят достойное применение в промышленности. В этой ситуации нам очень важно «держаться за руку на пульсе», осваивая и внедряя перспективные инновационные решения, отдавая приоритет прежде всего российской науке и российскому производителю. Именно промышленные компании должны сами искать возможность улучшения и совершенствования своего производства, сотрудничая с институтами и научными центрами. Это не только позволит повысить эффективность производства, сократить затраты, но если говорить о промышленной безопасности и аварийно-спасательной деятельности, сохранит жизни людей.

Проблемы развития творческого потенциала молодёжи

К. В. Симонова

ОАО «АНПЗ ВНК», г. Ачинск

Проблема творчества, как таковая, важна и актуальна по многим причинам, прежде всего потому, что творчество — это широкомасштабная тема. Проблема творчества молодёжи ещё более масштабней, поскольку от ее изучения зависит понимание механизмов развития как самого мо-



лодого человека, так и общества в целом. Обсуждение вопроса о творчестве молодёжи, во первых, затрагивает две проблемы. Первая проблема связана с определением источников творчества. Вторая проблема механизмов в определении условий, при которых имеет место творчество, что представляет собой процесс творчества, как человек создает нечто новое, как вообще возникает новое, не существовавшее ранее. Источники творчества скрыты в глубинах человека, однако исследований этих глубин крайне мало. Так, в описании потребности в творчестве подчеркивается связь этой потребности с такими потребностями человека, как стремление к порядку и достижению цели. Творческая активность детерминирована творческой (внутренней) мотивацией и проявляется в особых условиях жизнедеятельности и в целом понимается как стремление к реализации собственной индивидуальности, т.е. реализации основного базового напряжения. Подтверждает повышенное стремление к собственной значимости у творческой молодёжи исследования, в которых делается акцент на том, что более способная молодёжь имеет и более высокий уровень или потребность самореализации в личностном плане. Стремление к значимости характерно для молодёжи всех возрастов, но больше всего это наблюдается у ребят с ярко проявляющимися умственными способностями. Эта тенденция имеет свои возрастные особенности. Например, в подростковом возрасте наиболее заметно проявляется стремление к самосовершенствованию и установка на значительность своего будущего, на выдающихся людей.

Для постижения источников творчества его необходимо рассматривать как некий целостный процесс, что невозможно сделать, не опираясь на понимание личности человека как единого и системного образования. Творчество — это феномен целостной личности. Проблема целостного и системного представления о личности человека традиционна для психологии. Каждое из направлений имеет свои достоинства, недостатки и различную степень разработанности. Для целей работы теория личности человека должна удовлетворять следующим требованиям:

1. Иметь системообразующее отношение, начало.
2. Четко определенную структуру.
3. Между различными компонентами структуры должна быть взаимосвязь и логика функционирования, иметь связь с саморегуляцией, так как личность человека — это саморегулируемая система.

Данным требованиям в понимании личности человека удовлетворяет подход, в котором человек трактуется как саморегулируемая и саморазвивающаяся система. Базовым же напряжением человека, источником его жизни и развития, является стремление к собственной значимости, которое проявляется в особенностях регуляции человеком своей жизнедеятельности работы и конкретной творческой деятельности. Регуляция и ее особенности — это центральный компонент психологической структуры человека. Для осуществления саморегуляции необходимо иметь определенное ценностно — смысловое содержание (ценности, мотивы, знания и др.), которое проявляется во внешней и внутренней активности человека и лишь затем рефлексировается. Каждый из выделенных компонентов психологической структуры личности творческого человека (регуляция, ценностно-смысловое содержание, активность, рефлексия) имеет



свои особенности, которые обеспечивают эффективность творческой деятельности и возможность получения новых и оригинальных результатов. Стремление к собственной значимости — главный фактор, определяющий источник творческой активности человека в трудовой деятельности, его силу и особенности. Не последнее место в культивировании этого источника имеют социокультурные условия (семья, ближайшее окружение, школа, конкретный социум, престиж профессии и др.). Влечение к значимости, имеет много проявлений, описание которых зависит от научной позиции автора и его взглядов на сущность человека и отражено в таких понятиях как: «борьба за существование», «воля к жизни», «воля к власти», «стремление к превосходству», «притязание», «уверенность в себе», «самоактуализация», «самореализация», «самоутверждение». Однако стремление к значимости собственной личности может реализовываться самым различным образом в зависимости от внешних и внутренних условий: социального уклада, жизненных обстоятельств, склонностей, способностей.

Особенности механизма реализации обусловлены соотношением следующих структурных компонентов значимости:

1. Стремление к превосходству и самовозвышению.
2. Желание быть, таким, как все, слиться с другими.
3. Влечение к самоуничтожению, к тому, чтобы быть в чем-то ниже других (проще, беднее, несчастнее).

Стремление к значимости имеет не только вертикальную шкалу, но и горизонтальную, которая включает в себя индивидуально-психологические и социокультурные особенности развития и формирования человека. Вплоть до патологий и тяжких преступлений. Стремление к значимости может творить, создавать человека, вознося его чуть ли не до божественных высот, а может и разрушать его, полностью лишая человеческого облика, низвергать в бездны звериного.

В творчестве, человек предельно интегрирован, собран и целостен, он полностью посвящает себя служению делу, вот поэтому саморегуляция в творчестве, выступает как системное свойство, как объединяющее качество целостной личности. Творческая личность — это особая личность, даже особенная разновидность человека, который, стремясь к реализации собственной значимости, тем самым реализует себя. В ходе возрастного развития происходит закономерное изменение уровней и способов саморегуляции. Значение саморегуляции для успешности учебных занятий и роста возможностей ребенка очевидно. Саморегуляция и умственная активность в их неперестанном взаимодействии выражают как бы разные стороны единой первоосновы способностей.

Для творческого человека характерно более сильное стремление, чем для большинства людей, к значимости собственной личности. Оно соответствующим образом выражается в повышенной творческой, познавательной и интеллектуальной активности. Интеллектуальная активность — это интегральное свойство некой гипотетической системы, основными компонентами которой являются общие умственные способности и мотивационные факторы интеллектуальной деятельности. Творческая активность имеет разнообразные формы, виды и особенности проявления. Так оформленная и закрепленная структура интеллектуальной активности отража-



ет когнитивный стиль человека. Когнитивные стили — это способности, но «другие о способности», которые имеют отношение к метакогнитивной регуляции интеллектуальной активности, деятельности.

В соответствии с разработанным подходом к пониманию творчества молодёжи (творческого потенциала) была создана исследовательская методика по изучению её творческого потенциала. При разработке методики обращается внимание на качества личностных особенностей, присущие творческим людям и известные методики исследования различных компонентов творчества. Исследованием было охвачено 232 человека городской социокультурной среды (школьники; студенты, работающая молодежь, преподаватели средних учебных заведений, работники культуры). Обработка осуществлялась с помощью программы Microsoft Excel с учетом возраста, пола, уровня образования и профессии. В начале дадим сравнительную характеристику отдельных компонентов творческого потенциала (ТП) молодежи в городской социокультурной среде. Стремление к значимости собственной личности имеет у молодежи следующую возрастную динамику: со школьной скамьи до окончания вуза (от 17 до 21 года) она постоянна, то есть в этом возрасте молодежь себя ценит и стремится к собственной значимости довольно активно (6,1 из 9 возможных), прежде всего это касается внешнего вида, поведения, общения и других атрибутов молодежной субкультуры. После 21 года значимость собственной личности падает, что можно объяснить не только началом самостоятельной жизни, первыми жизненными испытаниями, началом профессиональной карьеры. Не последнюю роль в этом процессе играет переход из молодежной субкультуры во взрослую культуру. Затем с 26 лет значимость собственной личности возрастает (6,4).

Действительно, молодежь, становится более независимой и самостоятельной, уверенной в себе и своем предназначении, стремиться к профессиональному самосовершенствованию. В стремлении к значимости заметны и половые различия, так у мужчин тенденция к значимости проявляется более сильно (6,55), чем у женщин (5,92). Это можно объяснить тем, что для мужчин стремление к собственной значимости через творческие достижения является важнейшей детерминантой всей их жизнедеятельности. С ростом образования людей начинают все более ценить свою индивидуальность, личностные особенности.

В своем стремлении к творчеству молодые люди ориентированы и культивируют следующие ценности: терпение и трудолюбие, стремление достичь совершенства, творчество. Они часто любят рисковать, выполняя сложные задания и не боятся одиночества. Так вот ориентация на ценности творчество падает в период от 21 до 26 лет, а затем возрастает. В возрасте 21–26 лет молодые люди, прежде всего, заняты трудоустройством, освоением профессии, устройством быта и у них на первое место выходят ценности окружающего мира. Если у женщин с возрастом ориентация на ценности, сопутствующие творчеству падает, то у мужчин она достаточно заметно возрастает от 6,2 до 6,8 баллов, что опять же говорит о большей ориентации мужчин на творческую деятельность. Взаимосвязи между ориентациями на творчество и уровень образования не выявлены. Однако у мужчин пик ориентации на творчество при незаконченном высшем и специальном образовании, а у женщин всег-



да примерно на одном уровне. Более всех ориентированы на ценности творческой деятельности учащиеся и студенты.

Следующий компонент ТП касается критериев, на которые чаще всего опираются творческие люди в своей деятельности, т.е. они чувствительны к собственностям мышления и чувствам, ценят юмор, умеют обобщать и доходить до сути, высказывают оригинальные идеи и интересные оценки. В период от 17 до 30 лет молодые люди все более используют в своей жизнедеятельности творческие критерии выбора, чувствительны к юмору, шуткам, оригинальным идеям и т.п. После 30 лет эта тенденция несколько снижается. Причем у мужчин то проявляется резче, чем у женщин, для которых возрастные колебания незначительны. Интересно то, что четко проявилась тенденция увеличения творческого подхода к жизнедеятельности и профессии с ростом образования. У женщин то особенно заметно. У мужчин ярче обнаруживает себя тенденция ориентации на творческий подход к делу и профессией.

Творческая активность в познании и поведении проявляется в том, что молодые люди любят изобретать и придумывать, изучать что то новое и фантазировать, проявлять инициативу, упорство и настойчивость в достижении поставленной цели. Характер творческой активности имеет следующие особенности: у школьников и студентов она достаточно высока (6,3), затем резко падает (5,8) и лишь с 25 лет начинает опять расти. Это связано с тем, что период от 21 до 25 лет в жизнедеятельности молодого человека занимает особое место, прежде всего своими семейно-бытовыми проблемами. Опять же, у мужчин эта тенденция проявляется ярче, чем у женщин. В зависимости от рода деятельности ориентация на творческую активность такая: у учащихся (7,2) и студентов (6,3) она максимальна, а вот у преподавателей средней школы — минимальна (5,95). Это противоречие довольно ярко характеризует современную школу. У женщин (6,3) в целом ориентация на творческую активность выше, чем у мужчин (6,15). С ростом образования ориентация на активное творчество возрастает, это характерно как для мужчин, так и для женщин, однако для мужчин эта тенденция выражена более ярко.

Проблемы развития творческого и научного потенциала молодежи

В современном российском обществе удельный вес молодых людей (16–30 лет) составляет около 20%, а если присоединить еще детей и подростков, то он составит около 40%. В то же время, эта довольно значительная часть населения оказывает мало влияния на общественную жизнь, тем самым устраняясь от формирования своего будущего.

Обычно молодежь является наиболее социально и политически активной частью общества, в ее среде развиваются самые прогрессивные идеи. Таким образом, появляется довольно солидная база для развития общества. В условиях нашего времени появление новых идей очень затруднено. Это обусловлено большим количеством социальных проблем, которые молодежи приходится решать, вследствие чего происходит снижение научного и творческого потенциала, и отсутствием эффективно-го механизма анализа, отбора, обработки и воплощения идей молодых в реальную жизнь.



Сегодняшняя молодежь — это первое поколение, живущее в период реформирования экономической и политической системы современной России, что, вроде бы, должно открывать новые перспективы перед молодыми людьми для участия в разного рода деятельности. Однако нестабильная ситуация во всех отраслях общественной жизни существенно повлияла на возможности полноценного развития молодежи. В той или иной степени молодежь переживает целый ряд кризисов: самореализации, адаптации и социализации, доверия к официальным управленческим структурам, индивидуализации и т.д.

В связи с тем, что молодым необходимо находить свое место в жизни, они ищут свой круг общения. Находят его, в основном, в сфере досуга, получившей большое развитие, ведут богемный образ жизни. С этим довольно тесно связана проблема наркомании — человек вряд ли привыкнет к наркотикам, если на него не будет оказывать влияние его круг общения. Область же творческой, научной работы остается практически незаполненной. Главная причина этого в том, что она лишена практического смысла.

Студенты в процессе обучения выполняют достаточно большое количество самостоятельных работ. Однако тематика выполняемых работ часто не соответствует интересам молодежи. Существует возможность написания работ на интересующие темы, и, тем не менее, студенты редко ее используют, т.к. возможность применения полученных знаний на практике также маловероятна. В то же время, значительное количество студентов предпочитают не тратить время на поиски, обработку ненужной информации и, в связи с этим, активно используют ресурсы сети Интернет, возможности платного написания дипломных, курсовых работ.

В практике зарубежных стран есть опыт прикрепления студентов к предприятиям, на которых они в дальнейшем будут работать, и в процессе своего обучения студенты развивают знания и умения, которые им будут необходимы на данном предприятии. То есть их деятельность заранее приобретает практическую направленность. Вследствие этого работа идет намного более эффективно. В наших же условиях широкое распространение имеет проблема переучивания — выпускники не способны сразу же по окончании учебного заведения приступать к осуществлению своих прямых служебных обязанностей, сначала они должны их изучить. Такой процесс адаптации часто занимает длительный срок, в связи с чем конкурентоспособность, не имеющих опыта практической работы, студентов на рынке труда резко снижается.

Таким образом, можно сформулировать основные цели молодежной политики государства:

- Обеспечить активное вовлечение молодежи в экономические процессы, сделать молодежь по-настоящему экономически активной частью населения.
- Развивать заинтересованность молодежи в теоретической и практической работе, внедрении своих знаний.
- Обеспечить взаимодействие профессионалов, имеющих опыт, квалификацию, и молодой перспективной молодежи.
- Повысить престиж науки, научной деятельности, тем самым способствуя ее постоянному развитию.



Всё вышеперечисленные цели необходимо достигать в практической работе с молодыми специалистами на предприятия топливно-энергетического комплекса. Никто не ставит под сомнение абсолютный консерватизм многих процессов, особенно физико-химических, в которые трудно внести какие либо изменения, но многие существующие подходы и пути решения проблем которые в настоящее время используются, творческая молодёжь может и способна изменить.

Модернизация системы автоматизации участка праймирования ООО «ЛАНКОР»

Е.В. Скребов
ООО «ЛАНКОР»

Современную автоматику трудно представить без такой важной составляющей, как программируемый логический контроллер (в дальнейшем ПЛК). ПЛК незаметно завоевали весь мир. В последнее время на помощь человеку пришла целая армия электронных помощников.

С применением ПЛК появляются практически безграничные возможности по добавлению новых функций к уже имеющимся. Достаточно просто поменять программу.

Несколько слов об ООО «ЛАНКОР». До апреля 2010 года «ЛАНКОР» был частью сервисного центра РНПО и назывался Цех Покрытия Труб (в дальнейшем ЦПТ). В ЦПТ производилась обработка труб, поступающих с завода-изготовителя, а именно, батлерование (раструб и конус), дробеструйная обработка (очистение от ржавчины при помощи металлической дроби) и нанесение внутреннего покрытия (нанесение Эпобемтермо). В апреле 2010 года ЦПТ отделился от сервисного центра РНПО и переименовался в «ЛАНКОР».

В связи с тем, что на предприятии ООО «ЛАНКОР» технологический процесс был изменён, возникла необходимость в проведении модернизации системы автоматизации участка праймирования. Так как нет возможности изменить программу имеющегося контроллера, было решено разработать новую систему автоматизации с использованием нового программируемого логического контроллера, которая будет работать в соответствии с новым технологическим процессом.

1. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ **1.1. Рассмотрение проблемы**

В данной работе рассматриваются две проблемы связанные с участком праймирования.

Первая проблема:

Нас интересует участок праймирования труб, то место где на внутреннюю поверхность трубы наносится грунтовка (праймер). С начала работы предприятия (с 1993 года) участок праймирования несколько раз подвергался модернизации. Что-то добавлялось, что-то убиралось, тех процесс менялся. Система автоматизации подобных изменений не претерпела



и примерно 40% используемых ранее сигналов не нашло применения в новой системе. Это сильно усложняет процесс нахождения неисправности по бумажному листингу программы контроллера. Программный код написан на языке релейно-лестничной логики вперемешку с ассемблером. Человеку, не знакомому с данным языком программирования, крайне сложно разобраться в написанном, а тем более внести изменения. Из-за не вполне корректной работы системы АСУ ТП совершенно невозможна работа участка в автоматическом и даже в полуавтоматическом режиме. Из этого следует, что на качество работы также влияет физическое и психологическое состояние оператора, ведь он вынужден постоянно следить за процессом и осуществлять все действия вручную.

Вторая проблема:

В сентябре 2011 года на участке праймирования была смонтирована линия возврата бракованной трубы. По техническим причинам управление линией возврата было смонтировано на трех разных пультах, что сильно осложнило её эксплуатацию одним оператором. К тому же, с основного пульта управления линия не просматривается, что так же осложняет работу оператора.

У нас нет возможности изменить программу имеющегося контроллера. Закупка данного оборудования производилась в 1993 году и программное обеспечение с необходимым оборудованием в комплект не входило. Закупить программное обеспечение и оборудование сейчас тоже не представляется возможным, так как оно давно снято с производства. В связи с этим было решено разработать новую систему автоматизации с использованием нового программируемого логического контроллера (ПЛК), которая будет работать в соответствии с новым технологическим процессом.

1.2 Основные требования предъявляемые к разрабатываемой системе

- Возможность работы в автоматическом и полуавтоматическом режиме.
- Низкая стоимость разработки и внедрения системы.
- Возможность эксплуатации участка праймирования одним оператором.
- Быстрый поиск неисправностей.
- Простота в обслуживании.

1.3. Выбор ПЛК

Проведя анализ основных требований к разрабатываемой системе, подсчитав сигналы с периферийного оборудования и проведя сравнение надежности мировых производителей ПЛК, было принято решение при модернизации участка праймирования использовать ПЛК MicroLogix 1500.

1.4. Выбор модулей ПЛК

Для нормального функционирования системы в автоматическом и ручном режиме понадобится 72 входных и 39 выходных дискретных сигналов. В связи с этим было принято решение использовать три входных модуля 1769-IQ32, и два выходных модуля 1769-OB32.



1.5. Алгоритм программы

Алгоритм — это последовательность действий, которую должен произвести ПАК для достижения требуемого результата. Для простых программ алгоритм описывается словами, для более сложных программ алгоритм чертится в виде блок-схемы.

Алгоритм программы был создан на основании требований нового технологического процесса, в процессе создания он был оптимизирован и доведён до конечного вида.

1.6. Программа участка праймирования

Программа участка праймирования была написана на языке релейно-лестничной логики в среде разработки RSLogix 500. Программа для ПАК MicroLogix 1500 была написана на основании требований технологического процесса участка праймирования.

2. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Расчет заработной платы исполнителя

При разработке проекта, затрачено 120 часов рабочего времени одного специалиста.

Таблица 2.1

Расчёт затрат на оплату исполнителя

Должность	Среднечасовая заработная плата, тыс. руб.	Затраты времени (чел/часы)	Итого, тыс. руб.
Главный специалист по автоматике	0,394	120	47,304

2.2. Расчёт затрат на материалы и комплектующие

Расчет затрат на материалы и комплектующие сведены в таблицу 2.2

Таблица 2.2

Затраты на комплектующие и материалы

Наименование	Стоимость, тыс. руб.	Количество, шт.	Итого, тыс. руб.
1. ПАК MicroLogix 1500	32,490	1	32,490
2. Модуль входов 1769-IQ32	13 266,50	3	39,799
3. Модуль выходов 1769-OB312	16 082,46	2	32,164
4. Датчик BEZ-517	4 350,00	5	21,750
5. Power Flex 400	22,00	4	22,00
ИТОГО			223,504



Всего затраты на разработку и внедрение проекта составляют:

Таблица 2.3

Затраты на разработку и внедрение проекта

№ п/п	Наименование	Сумма, тыс. руб.
1	Заработная плата	47,304
2	Затраты на материалы и комплектующие	223,504
Итого:		270,808

2.3. Экономический эффект

За двенадцать месяцев 2011 года из-за неполадок в области АСУ ТП участок праймирования не работал 117 часов. Сумма убытка составила **4474080,00** рублей. При использовании нового ПЛК эта цифра могла бы быть в 2 раза меньше. При первой же серьёзной неисправности имеющегося контроллера данное предприятие так же понесёт очень большие убытки. Новая система АСУ ТП позволит повысить производительность работы участка праймирования на 5%. Что составит **22944,00** рублей в сутки. За год прирост будет составлять **8374560,00** рублей. При подсчёте прибыли бралось количество квадратных метров трубы, проходящих в сутки через праймер, стоимость квадратного метра трубы, пяти процентное увеличение производительности и снижение затрат на проточи по вине АСУ ТП. В итоге получили прибыль **6137520,00** рублей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная разработка соответствует технологическим требованиям участка праймирования предприятия ООО «ЛАНКОР». Она позволит избавиться от неиспользуемых сигналов. Повысится скорость нахождения неисправностей, а использование дополнительного встраиваемого дисплея (DAT — Data Access Tool) обеспечит визуализацию ошибок и позволит изменять значение целых чисел и битов без использования ПК. Появится возможность закупки комплектующих для ПЛК. Появится возможность работать как в автоматическом, так и в полуавтоматическом режиме. До минимума снизится влияние человеческого фактора, физическое и психологическое состояние операторов не будет влиять на работу. На 5% повысится производительность участка праймирования.

Новая разработанная система АСУ ТП была полностью смоделирована в скада системе RSview32, и при помощи эмулятора контроллера была проверена и отлажена программа участка праймирования.



Управление карьерой (на примере молодых специалистов)

А. С. Смолина

ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

Сегодня, в эпоху сложных экономических преобразований, Россия, как и другие страны, стремится сохранить и улучшить свои позиции на внешнем и внутреннем рынках. Но, к сожалению, сложилось так, что стратегически важные для страны районы находятся в сложных климатических регионах России, таких как Сибирь, Дальний Восток. В связи с этим, как для компании, так и для государства в целом, возникает проблема привлечения персонала для работы и жизни в этих регионах. Особенно остро проблема стоит в части привлечения молодых специалистов.

В работе рассматриваются причины сложившейся ситуации и способы борьбы с ней на примере ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Сегодня Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз, как и другие крупные передовые компании, испытывает дефицит квалифицированных кадров на рынке труда. Одной из важнейших задач является наличие мотивированных профессионалов, преданных целям компании. Стало очевидно тяжело удержать квалифицированные и потенциально квалифицированные кадры, т.е. молодых специалистов.

Естественная текучесть около 3–5% в год способствует своевременному обновлению коллектива и не требует особых мер со стороны руководства и кадровой службы. Излишняя же текучесть вызывает значительные экономические потери, а также отрицательно сказывается на моральном состоянии оставшихся работников, на их трудовой мотивации и преданности организации. Отсюда вытекает необходимость создания эффективной системы управления карьерой работников.

Если проанализировать состав МС по категориям, можно выявить в целом положительную картину, которая проявилась в увеличении доли руководителей и специалистов на настоящий момент относительно момента приема (рис. 1, рис. 2).

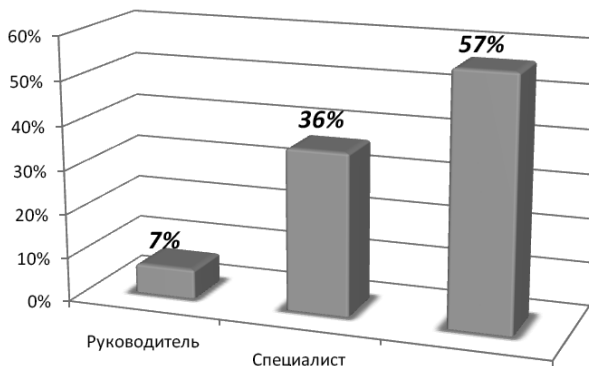


Рис.1. На момент приема

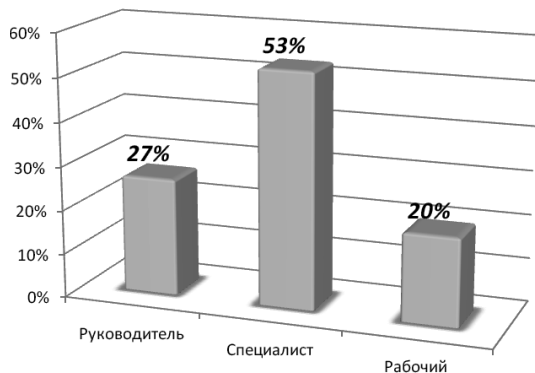


Рис. 2. На настоящий момент

Но если проанализировать статистику увольнений МС за последние три года (рис. 3), то наибольший процент увольнений происходит по собственному желанию МС, а этот показатель оказывает прямое влияние на коэффициент текучести.

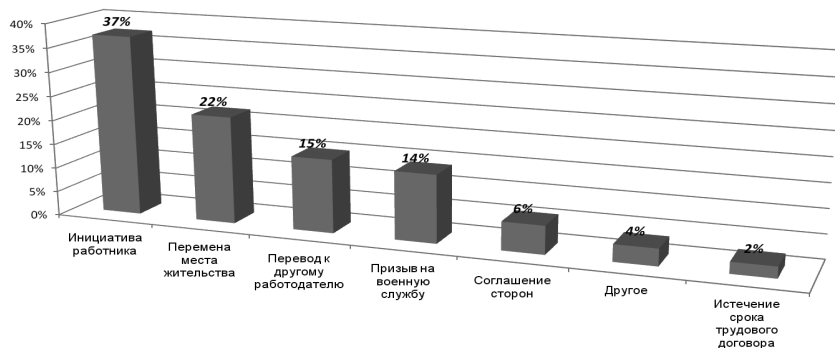


Рис. 3. Причины увольнений МС

Как было выявлено в ходе социологического исследования, наиболее важным в работе для молодых специалистов является возможность карьерного роста. Стоит отметить, что важность перспектив карьерного роста МС оценивают даже выше уровня заработной платы.

По итогам социологического опроса можно сделать вывод, что желание работать и расти у МС имеется, но ввиду отсутствия информации о перспективах карьерного роста и неуверенности в заинтересованности организации в МС, большинство МС готово оставить организацию после получения профессиональных знаний и умений, повышающих их «стоимость» и «конкурентность» на нефтяном рынке труда. Стало быть, карьерой МС необходимо управлять с целью удержания в Компании квалифицированных кадров.



Также был проведен анализ причин увольнения МС и сопутствующих этому мотивов (рис. 4).

Уволившихся МС можно классифицировать на 2 категории:

- те, кто подошел к этому «с умом» (30%): трудоустройство в более благоприятных регионах; переход к конкурентам;
- те, кто уволился «в никуда» (70%): о чем впоследствии пожалели, долго не могли трудоустроиться.

Это свидетельствует о внутренней неготовности МС к работе в сложных условиях; об отсутствии удовлетворенности компанией, в которую они пришли работать; об отсутствии понимания МС перспектив своего дальнейшего развития и показателей трудовой деятельности, достижение которых способствует карьерному росту.

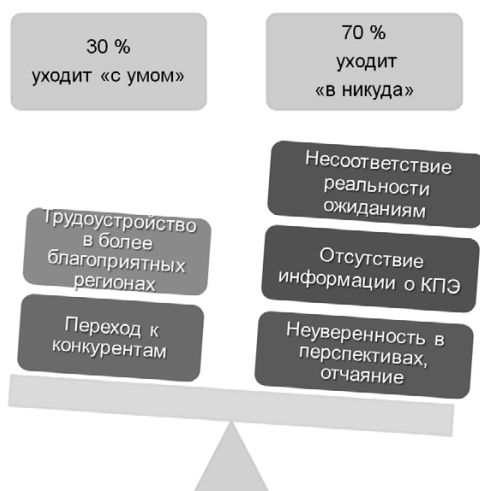


Рис. 4. Мотивы увольнения МС из ОАО «Газпромнефть-ННГ»

Существующая система привлечения МС предполагает их трудоустройство на 3 года. Преимущество имеют выпускники ВУЗов — партнеров, с которыми взаимодействует Компания (выплата именных стипендий, прохождение оплачиваемой производственной практики, гарантия трудоустройства). Но в случае недостаточной мотивации МС, ГПН-ННГ через эти 3 года может их потерять. Учитывая, что поиск и подбор персонала — это длительный и дорогостоящий процесс и чтобы время и деньги не оказались выброшенными на ветер, необходимы мероприятия по удержанию МС на предприятии.

Для решения проблемы предлагается система управления карьерой. Процесс управления деловой карьерой на предприятии заключается в том, что с момента приёма работника на предприятие необходимо организовать его планомерное горизонтальное и вертикальное продвижение по системе должностей или рабочих мест. Работник должен знать не только свои перспективы на краткосрочный и долгосрочный пери-



од, но и то, каких показателей он должен добиться, чтобы рассчитывать на продвижение по службе.

Система управления карьерой включает в себя комплекс мер, направленных на развитие специалиста, а именно:

- первичный отбор;
- планирование карьеры;
- обучение и развитие;
- конкурентная оценка специалиста.

Рассмотрим практическое воплощение каждого из этапов.

Обособленное место в системе занимает первичный отбор, т.е. подготовка к принятию МС на работу, а именно оценка по результатам прохождения производственных и преддипломных практик, информирование об условиях работы, о целях и перспективах развития Компании. Посредством внедрения этого этапа, мы сократим число «несостоявшихся» кадров, но всё же не исключим их наличие.

Следующий этап — планирование карьеры МС. Самое важное в системе управления карьерой это обратная связь, то есть диалог и соответствующая информация, поэтому всем МС при поступлении на работу должны выдаваться информационные буклеты о системе управления карьерой. Информационный буклет включает в себя «Цветок карьеры» (рис. 5).

«Цветок карьеры» представляет собой схему всех возможных вариантов развития МС с учетом перевода на определенную должность, т.е. каждый следующий контур (назовем его лепесток) является следующей ступенью от предполагаемой стартовой точки. Уровень наложения лепестков друг на друга отражает вероятность перехода с одной позиции на другую.

Например, технолог ЦДНГ с вероятностью 100% при достижении соответствующих компетенций станет ведущим инженером, в отличие от геолога.

Т.о., изучив «Цветок карьеры», МС в очень короткое время сможет разобраться в перспективах своей карьеры и определиться с направлением своего развития.

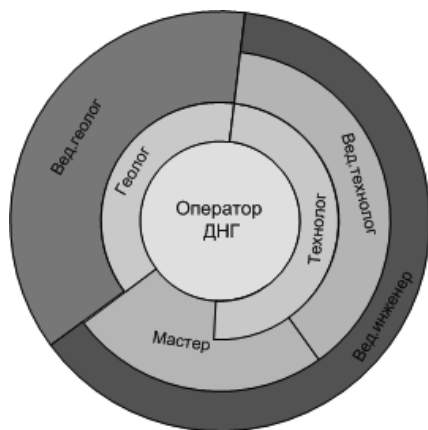


Рис. 5. Цветок карьеры



Следующий этап — это обучение и развитие МС в соответствии с составленным индивидуальным планом развития карьеры.

Последний этап — конкурентная оценка специалиста — самый ответственный и трудоемкий с практической точки зрения (рис. 6).

Лист оценки				
Критерий оценки	Методика выставления оценки	Шкала оценок	Оценка	Итог
Профессиональный блок				
<i>Основные данные:</i>				
Образование	Среднее - 1	1 2 3 4 5		
	Средне-специальное, средне-техническое - 2			
	Высшее - 3			
	Наличие второго высшего образования - 4			
	Научная степень / аспирантура - 5			
Опыт работы по профессии	до 1 года - 1	1 2 3 4 5		
	до 2-х лет - 2			
	до 3-х лет - 3			
	от 3-х до 5 лет - 4			
	более 5 лет - 5			
Владение иностранными языками	Не владеет - 0	0 1 2 3 4 5		
	Со словарем - 1			
	Может читать и изъясняться - 2			
	Владеет в совершенстве - 3			
	Владеет в совершенстве одним и на среднем уровне другим иностранным языком - 4			
	Владеет в совершенстве 2-мя иностранными языками - 5			

Рис. 6. Фрагмент Листа оценки МС

Представляет собой карту оценки профессиональных и личностных характеристик МС, включающую в себя разносторонние вопросы для адекватной и справедливой оценки МС. Оценка проводится в трехстороннем порядке: непосредственным руководителем МС, самим МС и ответственным за реализацию целевой программы работником.

На основании результатов оценки МС заносятся в конкурентную карту (рис. 7), которая представляет собой сравнительную матрицу кандидатов на повышение и замещение вакантных должностей. Итогом внедрения листа оценки и конкурентной карты станет объективное представление кандидатов на повышение, что станет источником дополнительной мотивации МС и сделает работу по продвижению кандидатов и управлению их карьерой абсолютно прозрачной.

Т.о. очевидно, что должна вестись непрерывная ра-

Личностные качества	высокий			
	средний			
	низкий			
уровень		низкий	средний	высокий
Профессиональные качества				

Рис. 7. Конкурентная карта



бота с персоналом внутри Компании в части мотивации персонала. Инструменты для этого уже имеются и подробно описаны в Корпоративном кодексе Компании.

Но стоит отметить, что Корпоративный кодекс не работает в полной мере в силу недостаточной информированности работников. Необходимо более активно продолжать работу по трансформации корпоративной культуры в подразделениях Компании.

В итоге, нам понятна сложившаяся ситуация, создана схема поэтапного решения проблемы. Но как сделать так, чтобы заставить всё это работать?

Чтобы система начала действовать, необходимо создать целевую программу, которая будет включать в себя все аспекты предложенной мной работы, а реализация её станет возможной благодаря включению в индивидуальные планы развития каждого участника ключевых показателей эффективности (КПЭ) в качестве обязательного параметра (рис.8).

К тому же одним из важных инструментов целевой программы является HR-брендинг, (т.е. создание благоприятного имиджа работодателя), который, стоит отметить, работает в нашей Компании достаточно хорошо, но только в части создания внешнего имиджа. Руководителями структурных подразделений уделяется недостаточно внимания внутреннему имиджу Компании. У рядового сотрудника не всегда есть возможность получить экспертную поддержку, получить ответы на интересующие вопросы о компании в подразделении, где он работает. Т.о., если внутренний имидж Компании возрастет за счет предлагаемой системы, мы «убьем сразу двух зайцев»: улучшим внутренний имидж Компании и повысим лояльность сотрудников, что в свою очередь поможет снизить текучесть персонала.



Рис. 8. Инструменты реализации программы



Стоит рассмотреть вопрос создания «культы рабочего человека» в Компании, ведь 70% руководителей разных звеньев начинали свой трудовой путь с рабочего. И МС, находясь на позиции рабочей профессии, должны гордиться своим званием, положением и приобретаемым опытом, потому что именно рабочий человек — это «руки компании».

Расчет экономического эффекта от предлагаемых мероприятий представлен на рис. 9.

	Показатели	Пояснения	Расчет	Результат (тыс.руб.)
	1	2	3	4
1.	Расчет доходной части вследствие внедрения мероприятия			49 978,9
1.1	Увеличение объема деятельности за счет роста производительности труда и снижения текучести МС	Од = К тек. * 0,3 * Ч * ПТ Од = Снижение К тек. МС за счет внедрения мер-тий (Кт) * 0,3 (среднее изменение произв. труда в зависимости от изменения текучести кадров – 1% текучести повышает или снижает произв. труда на 0,3%) * Числ. раб. в отчетном году (Ч) * произв. труда (выручка на 1 раб-ка в год, тыс.руб) (ПТ)	32% (37% - 5%) * 0,3 * 62 чел * 8 397 тыс.руб / чел	49 978,9
2.	Расчет экономического ущерба вследствие текучести МС			636,3
2.1	Потери вследствие ухода обученных МС	Пу = З обуч. * К тек., где З обуч. – затраты на тренинг МС К тек. = коэф. текучести МС в 2011 г.	772,2 * 0,37	285,7
2.2	Потери, вызванные необходимостью обучения новых МС	По = З обуч. * Д изл. тек. * К изм., где Д изл. тек. – доля излишней текучести К изм. – коэф. изменения численности МС в отчетном периоде	772,2 * 0,32 * 0,7	173
2.3	Затраты по проведению набора МС в результате текучести	З набор = З прием * К тек. З прием = Мед. осм. * Ч прин. МС + (Подъемные * Ч прин. МС * Период отработки)	((5 * 20) + (19 * 2 * 20 * 0,5)) * 0,37	177,6
3.	Расчет расходной части на внедрение мероприятия			5 896,2
3.1	Работа с МС по внедряемой целевой программе	З = зар. плата ответственного работника за затраченное время Если тратится 1 час в рабочий день, то: Кол-во рабочих дней в год / 12 мес.	248 / 12 = 20,7 дней/год, т.е. примерно размер среднемесячной зар. платы ответственного работника * 62 (числ.МС)	3 100
3.2	Работа с МС по укреплению внутреннего HR-брендинга	З = зар. плата непосредственного руководителя за затраченное время Если тратится 1 час в неделю, то: Кол-во рабочих дней в год / 5 раб. дней в неделю	248 / 5 = 49,6 часов в год	2 796,2
4.	Расчет экономического эффекта			43 446,4
4.1	Экономический эффект от внедрения мероприятия в год	Э = п.1 – (п.2 + п.3)	49 978,9 – (636,3 + 5 896,2)	43 446,4

Рис. 9. Расчет экономического эффекта

Помимо прямых, есть еще и косвенные показатели экономического ущерба, величина которых потенциально во много раз выше прямых показателей. Безусловно, заполнение возникающих вакансий из внутренних источников и поддержка развитой системы управления карьерой значительно снижает все виды расходов, особенно косвенных.

В результате проделанной работы становится очевидно, что мероприятия по управлению деловой карьерой:

- снижают текучесть кадров;
- повышают производительность труда;
- сокращают издержки на подбор персонала и адаптацию новых сотрудников;
- повышают преданность работника интересам организации;
- повышают мотивацию, степень удовлетворенности трудом;
- более полно раскрывают способности человека.



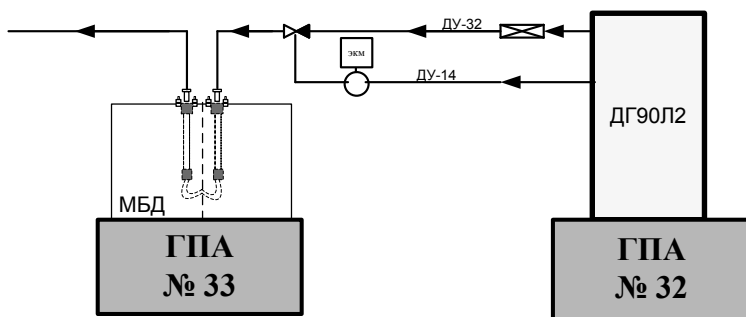
Использование воздушной автоматической нагревательной системы для поддержания рабочей температуры масла в маслобаке двигателя ДГ90Л 2 на резервных ГПУ-16С

С. С. Точилин

ООО «Газпром трансгаз Сургут»

Суть проекта заключается в использовании воздуха из полости сгорания КВД (в количестве $Q=1,3\text{кг/с}$, температурой $t=390\text{ }^\circ\text{C}$, избыточным давлением $P=0,2\text{МПа}$ ($2,04\text{кгс/см}^2$) без снижения мощности и экономичности двигателя согласно ТУ УЗ.01-14307498-170-97) для поддержания температуры масла в маслобаке двигателя на резервном ГПА без использования блока электронагревателей ТЭНБВ-10Z 220 УХЛЗ мощностью 10кВт.

Технологическая схема теплообменника с обвязкой



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:



- электромагнитный клапан



- задвижка ручная



- обратный клапан

МБД - маслобак двигателя

Воздух подаётся по воздухопроводу к воздушному пучковому теплообменному модулю, встроенному в маслобак двигателя ДГ90Л 2 на линии подвода воздуха установлен обратный клапан (ОК), управление которым производится посредством электромагнитного клапана (ЭКМ) с напряжением питания 24В.

При открытии электромагнитного клапана подаётся воздух из-за КВД рабочего ГПА с избыточным давлением $P = 1,9\text{МПа}$ ($19,36\text{кгс/см}^2$) на обратный клапан воздушного пучкового теплообменного модуля, после чего происходит открытие обратного клапана и подача горячего воздуха под давлением $P = 2,04\text{ кгс/см}^2$ в воздушный пучковый теплообменный модуль.



Для автоматизации системы выведен алгоритм управления электромагнитного клапана в контроллер САУиР, таким образом сменный персонал в любой момент может включить и отключить систему подогрева горячим воздухом с ГШУ, также имеется возможность автоматического поддержания температуры масла путём включения отключения электромагнитного клапана по уставкам срабатывания $t_{\text{вкл.}}+37\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{откл.}}+45\text{ }^{\circ}\text{C}$. При этом блок электронагревателей ТЭНБВ-10Z 220 УХЛЗ мощностью 10кВт находится в резерве с уставками поддержания температуры в диапазоне: $t_{\text{вкл.}}+30\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{откл.}}+35\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Воздушный пучковый теплообменный модуль изготовлен из легированной стали в связи с областью применения рабочей среды, масло минеральное МС-8 ТУ10–1659–76. Перед монтажом проведены гидравлические испытания воздушного пучкового теплообменного модуля $R_{\text{пр}}=12,0\text{ кг/см}^2$.

Проект выполнен для ТКЦ-3 КС-1 «Вынгапуровского» ЛПУМГ, который включает в себя 6 ГПУ-16С, представляющих собой блочно-контейнерную автоматизированную установку с газотурбинным конвертированным судовым двигателем ДГ90Л 2 мощностью 16 мВт.

Описание технической части проекта состоит из двух частей: теплотехнической, части автоматизации. Теплотехническая часть включает в себя описание действующей технологической схемы, вносимых изменений, расчет теплообменника, расчет трубопроводов, чертежи, спецификацию. Часть автоматизации описывает организацию схемы автоматического регулирования системы, реализацию аварийных защит, а также спецификацию.

Расчет экономического эффекта

Экономический эффект рассчитан для одного ГПА на КС-1 «Вынгапуровская» и рассчитывается по формуле:

$$\text{Эф} = \text{Сэл} - \text{Тз} - \text{Смат} = \text{Сост},$$

где Сэл — стоимость электроэнергии на питание блока электронагревателей МБД на одном ГПА; Тз — трудозатраты на внедрение проекта на один ГПА; Смат — стоимость материалов, затраченных на внедрение проекта на одном ГПА; Сост — остаточная сумма от затрат на монтаж.

$$\text{Эф} = 38566 - 13280 - 62051 = - 36765 \text{ рублей}$$

Экономический эффект от внедрения проекта за первый год составил: — 36765 рублей

Экономия за второй год использования составила:

$$\text{Э}_2\text{год} = \text{Сэл} - \text{Сост}$$

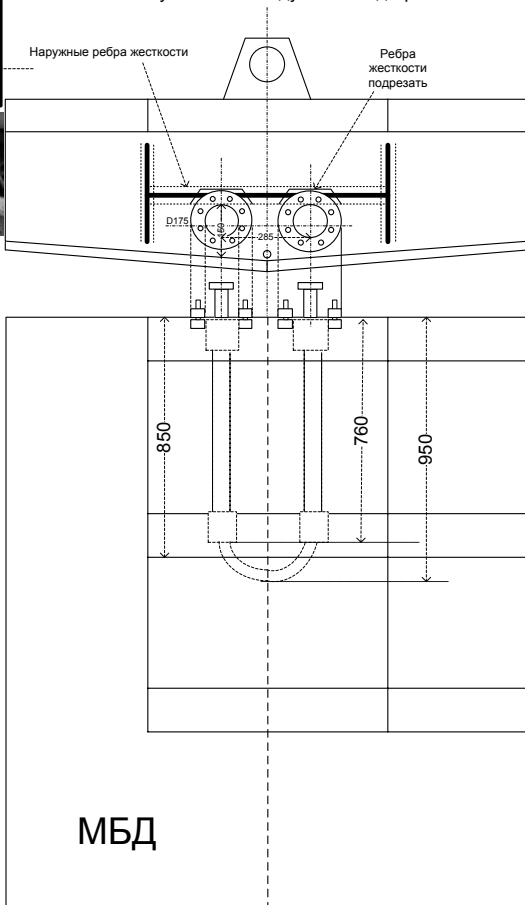
$$\text{Э}_2\text{год} = 38566 - 36765 = 1801 \text{ рублей}$$

Экономия за второй год использования составила — 1801 рублей

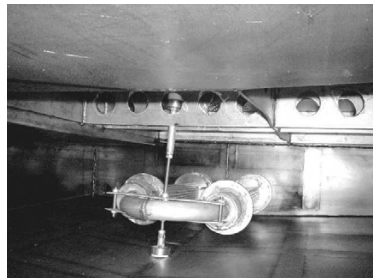
Экономия за третий год с учётом окупаемости затрат составила — 38566 рублей



Схема установки воздушного подогревателя в МБД



A-A





Основные показатели экономического эффекта приведены в табл. 1

Таблица 1

Период	Сэл	Тз	Смат	Итого затраты	Эконом. эффект
До проекта	38 566	0	0	38 566	0
1 год использования	0	13 280	48 771	62 051	-36 765
2 год использования	0	0	0	0	1 801
3 год использования	0	0	0	0	38 566

Срок окупаемости проекта рассчитывается как отношение годовой экономии к стоимости затрат на внедрение.

$$T_{\text{окуп}} = C_{\text{затрат}} / C_{\text{экономии}}, \text{ где}$$

$$C_{\text{затрат}} = (T_z + C_{\text{мат}}), \text{ руб}$$

$$C_{\text{экономии}} = C_{\text{эл}}, \text{ руб}$$

$$T_{\text{окуп}} = (13\,280 + 48\,771) / 38\,566 = 1,61 \text{ года}$$

Срок окупаемости проекта 1,61 года.

Выводы

1. Внедрение проекта позволит автоматически поддерживать температуру масла в маслобаках резервных ГПА, независимо от температуры наружного воздуха.
2. Внедрение данного технического решения обеспечит экономию электроэнергии, а также улучшит такие показатели ГПА в режиме «Горячий резерв», как надежность, экологичность.
3. Проект может быть реализован также и на подогрев маслобака нагнетателя.
4. Проект не нарушает заводскую конструкцию ДГ90Л 2 и позволяет при необходимости использовать блок электронагревателей в штатном режиме.
5. Срок окупаемости проекта составляет от 1,5 до 3 лет в зависимости от степени загрузки резервных ГПА.
6. Проект может быть распространен на все КС с использованием блочно-контейнерных автоматизированных установок с газотурбинным конвертированным судовым двигателем ДГ90Л 2 мощностью 16МВт. Соответственно экономический эффект от внедрения воздушной системы на все ГПУ-16С ТКЦ-3 через три года составит более 230 000 рублей в год. В целом, при внедрении на всех компрессорных станциях с аналогичными ДГ90Л 2 в ООО «Газпром трансгаз Сургут» цифра увеличится на несколько порядков.



Внедрение единого урока

А. В. Ходырев

ООО «ТНК-Уват»

Данная тема была выбрана по следующим причинам:

- Большое количество информации о происшествиях, с которой необходимо ознакомить сотрудников; большое количество мероприятий, которые необходимо выполнить для предотвращения таких происшествий в дальнейшем.
- Большое количество повторяющихся происшествий, уроков, мероприятий.
- Не ознакомление с предыдущими происшествиями (уроками, извлеченными из них) новых сотрудников ЦДО и подрядных организаций.
- Отсутствие контроля за выполнением мероприятий прошлых Уроков.

Целью проекта являются: использование материалов прошлых уроков, извлеченных из происшествий (далее — Уроков), обеспечение полного ознакомления с Уроками, обеспечение выполнения всех мероприятий, установление единого подхода к управлению Уроками и, как результат, внедрение системы управления Уроками.

В данной работе решаются следующие **задачи**: предложение и внедрение системы Единых Уроков.

Решение указанной задачи осуществляется с помощью предложения способа консолидации Уроков по направлениям, их распространения, исполнения и контроля. Суть метода заключается в выделении направлений, объединении Уроков по направлениям, консолидации элементов направления в едином Уроке.

На примере направления «ДТП» (дорожно-транспортные происшествия на объектах Компании) был рассмотрен предложенный метод. Результатами расчетов явилось следующее: «критические факторы» после объединения составили 11 (до объединения — 84), «невыполнение Золотых правил» — 5 (до объединения — 49), «извлеченные уроки» — 11 (до объединения — 111), «мероприятия» 46 (до объединения — 365).

По окончании проведения анализа, получено, что количество элементов после объединения уменьшилось в среднем на 70–90%, что показывает собой обоснованность применения предложенного метода.

Данный метод может найти свое практическое применение в Компании ТЭК. Преимущества, который он дает очевидны:

- Полное ознакомление с происшествиями всех лиц и контроль выполнения всех мероприятий для их предотвращения в будущем. (Все Уроки своего направления содержатся в 1 документе, весь смысл и опыт сохранен в нем.)
- Собрать в одном документе опыт всех уроков, извлеченных из происшествий и включать мероприятия в договоры с подрядными организациями.
- Установить единую систему управления Уроками и совершенствовать её. (Единый Урок представляет собой готовый анализ, который позволит не только работнику в полной мере понять и осмыслить



- происшествия, но и руководству Компании определять политику в области ОТ, ПБ и ООС, отталкиваясь от данного анализа.)
- Возможность использования материалов для разработки мероприятий, агитации, акций по ОТ и ПБ и т.п.
 - Использование материалов для совершенствования Корпоративных стандартов и процедур и СУОТ в целом.

Выбор и обоснование строительства комплекса переработки гудрона с целью увеличения глубины переработки нефти на ОАО «КНПЗ»

И. Н. Цомкало

ОАО «Самаранефтехимпроект»

В современном мире переработка нефти по неглубокому варианту становится экономически невыгодной для производителя и, год от года, эта тенденция будет прогрессировать. Экономические расчеты показывают, что добыча и переработка каждой новой тонны нефти по неглубокому варианту переработки нефти в настоящее время обходится в три раза дороже, чем, если бы тоже количество нефтепродуктов было получено за счет внедрения процессов глубокой переработки нефти. Это связано с тем, что цены на остатки первичной переработки нефти на мировом рынке значительно ниже, чем на светлые нефтепродукты (автобензины, дизельные и реакционные топлива). Сегодня в экономически развитых странах глубина переработки нефти достигает 85–95 %. В России среднеотраслевой уровень глубины переработки в 2011 г. составил всего 70,6 %.

Очевидно, что нефтеперерабатывающая отрасль России существенно отстает в своем развитии от промышленно развитых стран мира.

Главной целью работы было доказать эффективность внедрения в структуру НПЗ процессов по переработке тяжелых нефтяных остатков с целью увеличения глубины переработки нефти на предприятии. Увеличение глубины переработки нефти на НПЗ приведет к росту производства моторных топлив (высокооктановых бензинов и дизельных топлив с низким содержанием серы) и к снижению или полному прекращению производства мазута, а, следовательно, к повышению эффективности работы предприятия. В данной работе была рассмотрена возможность модернизации ОАО «КНПЗ».

В настоящее время на ОАО «КНПЗ» в рамках компании ОАО «Роснефть» реализуется инвестиционная программа по переходу предприятия на выпуск моторных топлив Класса-4,5, соответствующим требованиям Технического регламента. Программа будет реализована до 2015 г. включительно. Глубина переработки нефти на ОАО «КНПЗ» в 2011 г. составила 58,96 %. После всех планируемых модернизаций предприятию удастся достичь качества товарной продукции, соответствующей требованиям Технического регламента, но глубина переработки на 2015 г. составит всего 66,2 %.

Поэтому на следующем этапе модернизации предприятия необходимо провести выбор технологического процесса по переработке тяже-



лых нефтяных остатков с целью достижения глубины переработки нефти на предприятии до 93–95 %, для этого в работе было рассчитано технико-экономическое обоснование (ТЭО).

Для увеличения глубины переработки нефти на ОАО «КНПЗ» в проекте рассматривалась возможность строительства нескольких комплексов по переработке тяжелых нефтяных остатков, таких как: установка по производству нефтебитумов, висбрекинг, деасфальтизация, замедленное коксование, Флексикокинг, гидрокрекинг гудрона H-oil. Но, проведя анализ рынка сбыта и «товарной корзины» на Самарской площадке в работе, было рассмотрено строительство трех комплексов переработки гудрона, которые были выбраны, как наиболее перспективных для ОАО «КНПЗ»:

- Вариант № 1. Строительство комплекса замедленного коксования гудрона.
- Вариант № 2. Строительство комплекса Флексикокинга гудрона.
- Вариант № 3. Строительство комплекса гидрокрекинга гудрона H-oil.

В данной работе рассмотрены три варианта конфигураций технологических схем переработки гудрона на ОАО «КНПЗ».

За базовый вариант был принят вариант развития предприятия на 2015 год с учетом всех мероприятий, запланированных на период до 2015 г. включительно.

Схема завода в 2015 г. будет выглядеть так: гудрон с установок первичной переработки нефти поступает на установку висбрекинг, часть гудрона является компонентом товарного мазута. Вакуумный газойль с установок ЭЛОУ-АВТ-4 и ЭЛОУ-АВТ-5, поступает на установку гидроочистки вакуумного газойля, которая работает с производительностью 80 % от максимальной. Балансовое количество очищенного вакуумного газойля является сырьем установки каталитического крекинга FCC, часть очищенного вакуумного газойля также является компонентом товарного мазута.

Рассмотрим более подробно, как изменится схема завода при строительстве каждого из комплексов по переработке гудрона:

Вариант № 1. Строительство комплекса УЗК

Гудрон с установок первичной переработки нефти поступает на установку УЗК, а не установку висбрекинг, как это было в базовом варианте. Установка висбрекинг выводится из эксплуатации во всех трех вариантах. Вакуумный газойль с установки замедленного коксования, объединяясь с потоком вакуумного газойля установок ЭЛОУ-АВТ-4 и ЭЛОУ-АВТ-5, поступает на установку гидроочистки вакуумного газойля и легкого гидрокрекинга. В варианте № 1 и № 2 установка гидроочистки вакуумного газойля выходит на работу с максимальной производительностью. Балансовое количество очищенного вакуумного газойля является сырьем установки каталитического крекинга FCC, часть очищенного вакуумного газойля поступает в товарный парк.

Вариант № 2. Строительство комплекса Флексикокинг

Гудрон с установок первичной переработки нефти поступает на установку Флексикокинг. Вакуумный газойль с установки Флексикокинг, объединяясь с потоком вакуумного газойля установок ЭЛОУ-АВТ-4



и ЭЛОУ-АВТ-5, поступает на установку гидроочистки вакуумного газойля и легкого гидрокрекинга. Балансовое количество очищенного вакуумного газойля является сырьем установки каталитического крекинга FCC, часть очищенного вакуумного газойля поступает в товарный парк. Полученная продукция на установке является сырьем установки каталитического риформинга А-35/11–300. Также предусмотрено использование полученного флексингаза в топливных сетях завода.

Вариант № 3. Строительство комплекса гидрокрекинга гудрона H-oil

Гудрон с установок первичной переработки нефти поступает на установку гидрокрекинга гудрона H-oil. Особенность этой схемы в том, что полученный на установку вакуумный газойль не требует дальнейшего гидрооблагораживания, и поэтому сразу поступает в товарный парк. Дизельное топливо гидрокрекинга поступает на установку А-24/6, которая в этом варианте работает в режиме гидроочистки ДТ. Аналогично двум предыдущим вариантам, вакуумный газойль установок ЭЛОУ-АВТ-4 и ЭЛОУ-АВТ-5 поступает на установку гидроочистки вакуумного газойля. Балансовое количество очищенного вакуумного газойля является сырьем установки каталитического крекинга FCC.

В системе «Технико-экономического моделирования, анализа и оптимизации нефтеперерабатывающего производства» были рассчитаны материальные балансы и сводные товарные балансы по трем вариантам строительства комплексов переработки гудрона.

По полученным расчетам можно с уверенностью сказать, что максимальный выход светлых нефтепродуктов получился при строительстве комплекса Флексикокинг и составил 94,8%, в этом же варианте получился максимальных выход светлых нефтепродуктов.

Глубина переработки нефти и выход светлых нефтепродуктов при строительстве комплексов представлены в табл. 1.

Таблица 1

Глубина переработки нефти и выход светлых нефтепродуктов по вариантам

Наименование	Вариант № 1 — строительство комплекса УЗК	Вариант № 2 — строительство комплекса Флексикокинга гудрона	Вариант № 3 — строительство комплекса гидрокрекинга гудрона H-oil
Выход светлых нефтепродуктов, тыс. тн/год и %	4260,5 и 64	4473,6 и 67	4436,3 и 66,6
Глубина переработки нефти, %	94,3	94,8	94,6

В работе были рассчитаны капитальные и эксплуатационные вложения по всем трем вариантам строительства комплекса переработки гудрона на ОАО «КНПЗ».

Капитальные вложения рассчитаны с учетом НДС и включают в себя: затраты на ПИР, заказ и поставку оборудования и материалов, стоимость строительно-монтажных работ и прочие затраты.

Определение капитальных затрат по технологическим установкам



производилось по стоимости объектов-аналогов и данных лицензиаров с соответствующим пересчетом стоимости установок по формуле Нельсона и коэффициентов пересчета в текущие цены.

Стоимость объектов ОЗХ в варианте со строительством комплекса УЗК не учитывалась, т.к. в принятом объекте- аналоге указана стоимость комплекса УЗК, включая приемно-промежуточные парки, насосные, объекты тепло-, электро-, водоснабжения, и пр.

Стоимость объектов ОЗХ в варианте со строительством комплекса гидрокрекинга гудрона принята в размере 50% от стоимости строящихся технологических установок. В варианте со строительством комплекса Флексикокинга гудрона стоимость объектов ОЗХ принята в размере 70% от стоимости технологических установок, что обосновывается большим объемом инвестиций на строительство трубопроводов диаметром порядка 1000–1200 мм для флексигаса, использующегося в качестве топливного газа на установках предприятия. Здесь же учтена прогнозируемая стоимость реконструкции действующих технологических печей на установках предприятия для приема в качестве топлива флексигаса.

Также в данном разделе представлен расчет изменения потребности ОАО «КНПЗ» в энергетических ресурсах по-сравнению с базовым вариантом. В расчете учитывались энергозатраты от новых установок, изменения энергозатрат от действующих установок в зависимости от изменения их производительности и с учетом вывода установок из эксплуатации. Эти расчеты были учтены в эксплуатационных расчетах, где также были учтены затраты на персонал, ремонт, амортизацию и прочие расходы.

В табл. 2 представлены суммарные капитальные и эксплуатационные затраты по вариантам строительства комплекса переработки гудрона.

Таблица 2

Суммарные капитальные и эксплуатационные затраты по вариантам строительства переработки гудрона ОАО «КНПЗ»

Наименование	Вариант № 3 — строительство комплекса гидрокрекинга гудрона H-oil	Вариант № 2 — строительство комплекса флексикокинга гудрона	Вариант № 1 — строительство комплекса УЗК
Капитальные затраты, млрд руб.	28,3	24,2	17,6
Эксплуатационные затраты, млрд руб.	1,45	1,436	1,04

В проекте также был проведен технико-экономический расчет, где на основании рассчитанных товарных балансов, капитальных и эксплуатационных затрат, определены основные показатели экономической эффективности проекта, такие как:

- чистая дисконтированная стоимость (NPV);
- внутренняя норма рентабельности инвестиций (IRR);
- дисконтированный срок окупаемости (DPP);
- норма доходности (PI).



Основные критерии эффективности по вариантам были рассчитаны и представлены в таблице 3. при ставке дисконтирования 20%. Также в табл. 3 представлен результат расчета выручки от реализации полученной продукции.

Таблица 3

Основные критерии экономической эффективности проекта

Наименование критерия	Вариант № 3 — строительство комплекса гидрокрекинга гудрона H-oil	Вариант № 2 — строительство комплекса Флексикокинга гудрона	Вариант № 1 — строительство комплекса УЗК
Выручка, млрд руб.	8,05	5,98	0,61
NPV, тыс.руб.	8 195 115,9	3 195 959,9	-11 861 083,0
IRR, %	27	24	–
DPP, лет	7,89	9,27	–
PI	1,58	1,26	–

В результате проведенных технико-экономических расчетов можно сделать вывод о том, что наиболее финансово устойчивым является проект строительства комплекса гидрокрекинга гудрона H-oil, для которого внутренняя норма рентабельности инвестиций составила 27%, с дисконтируемым сроком окупаемости 7,89 лет.

Что касается сравнения строительства комплексов глубокой переработки нефти УЗК и Флексикокинг, инвестиции в строительство комплекса Флексикокинг является наиболее привлекательным по критерию внутренней нормы рентабельности инвестиций, который в данном проекте был выбран, как критерий ранжирования и составил для комплекса Флексикокинга 24%. Для этого варианта дисконтируемый срок окупаемости составил 9,27 лет.

Что же хочется отметить в заключение. Во-первых, был проведен анализ нефтеперерабатывающих заводов компании «Роснефть» и можно с уверенностью сказать, что для большинства из них глубина переработки нефти на предприятиях не достигает даже среднеотраслевого значения. Во-вторых, на примере ОАО «КНПЗ» была доказана эффективность и экономическая целесообразность внедрения в структуру предприятия процессов по переработке тяжелых нефтяных остатков. И самое главное, что хочется отметить, что разработанную в проекте модель модернизирующую можно использовать для расчета других нефтеперерабатывающих заводов. Тем самым, решая одну из самых актуальных проблем компании и отрасли — низкая глубина переработки нефти на предприятиях.



Проблемы выполнения наладочных работ в тепловых сетях с малыми тепловыми нагрузками

А. В. Черноскутов

Инженерно-технический центр ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

Наладка тепловой сети предназначена создать надежный и экономичный режим распределения теплоносителя по потребителям в соответствии с их тепловыми нагрузками. Во всех филиалах ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» наблюдается гидравлическая разрегулированность тепловых сетей, независимо от тепловой мощности котельных. Результатом этого является наличие перетоков у одних потребителей и непрогревов у других, при этом на источниках тепловой энергии наблюдается значительный перерасход топлива. Грамотно проведенная наладка тепловой сети позволяет распределить теплоноситель среди потребителей независимо от их удаленности от источника тепла, увеличить располагаемые напоры на тепловых вводах и обеспечить устойчивое теплоснабжение абонентов. Персонал служб ЭВС, обслуживающий тепловые сети вместе с источником тепла (котельной), как правило, осведомлен о существовании этого вида работ. Но проведение наладочных работ собственными силами не представляется возможным. Данными видами работ занимается участок диагностики и наладки теплоэнергетического оборудования Инженерно-технического центра (УДиН ИТЦ) располагающий обученными специалистами и специальными методиками для выполнения наладочных работ на тепловых сетях. Учитывая, что структура тепловых сетей в филиалах ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» развивается зачастую без проектного обоснования (хоз. способом), необходимость производства наладочных работ особенно остра.

В настоящее время на предприятии ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» эксплуатируется 62 тепловые сети с газовыми отопительными котельными. Тепловые мощности котельных не превышают 10 МВт. Такие сети сложно сравнить с тепловыми сетями больших городов из-за их небольшого размера, но отсюда возникает ряд проблем при выполнении наладочных работ. Одной из таких проблем является отсутствие на рынке подходящего программного обеспечения для выполнения гидравлических и тепловых расчетов на тепловых сетях малой мощности. Большинство программных продуктов не подходят для применения при выполнении расчетов в тепловых сетях с малыми тепловыми нагрузками, из-за появления больших погрешностей в расчетах. Специалистами УДиН ИТЦ был разработан программный модуль для решения данной проблемы.

В данной работе рассмотрены и другие проблемы, связанные с выполнением наладочных работ на тепловых сетях с малыми тепловыми нагрузками. А также предложены варианты их решения.



Оценка эффективности перехода на комплексное обслуживание наземного нефтепромыслового оборудования

С. В. Чупрова, А. Ю. Моисеева

ОАО «Самотлорнефтегаз»

Целью проекта является снижение затрат и повышение качества эксплуатации оборудования, продление работы оборудования. В настоящий момент не обеспечивается должного восстановления работоспособности оборудования, так как нефтяные компании пытаются снизить затраты на сервис, а сервисные компании стремятся снизить уровень своих затрат до уровня выживания. Соответственно, накапливается износ фондов, растут потери нефти от простоев объектов, и, в конце концов, это приведет к серьезной проблеме в будущем. Необходимо найти компромиссное решение проблемы, которое устраивало бы всех.

При существующей схеме работ, обслуживание объекта подрядными организациями зависело от множества обособленных программ и графиков, требующих постоянных корректировок и уточнений дат, объема, согласования приоритетов работ и дополнительных остановок объекта. В итоге простои 1 куста в год составляли 25 часов, а потери нефти соответственно 38,5 тн. Со II квартала 2011 года ввели новый подход к выполнению планово-предупредительного ремонта оборудования через Единый сетевой график (ЕСГ). Обслуживание объекта производится 1 раз в год, выполняется весь объем работ, запланированный по объекту, только после этого бригада совместно с подрядными организациями переходит на следующий объект. С помощью данного подхода ведется учет наработки оборудования по каждому кусту, процесс мониторинга инцидентов стал более прозрачным, проще стало выстроить претензионную работу. Т.о. переход к комплексному планово-предупредительному ремонту сделал процесс управления и обслуживания подконтрольным и управляемым, что привело к сокращению простоев и потери нефти почти в 4 раза.

При существующем КППР на предприятии задействовано 7 подрядчиков и 2 наших бригады общей численностью 30 чел. на 1 объект (рис. 1). Каждый подрядчик обслуживает свое направление и оборудование. По нашим наблюдениям, зачастую бывает, что на одном оборудовании находится сразу 2 подрядчика, и они или мешают работе друг друга, или одному приходится ждать, когда освободится оборудование, чтобы приступить к своей работе. Это негативно сказывается не только на увеличении простоев, но и на качестве обслуживания оборудования, вследствие этого возникают большие затраты. Предлагается объединить сервис работ, выполнять КППР силами одного подрядчика. В свою очередь, это зависит от готовности к слиянию нескольких подрядчиков, что, в свою очередь, приведет к более экономически выгодным условиям для дальнейшего развития бизнеса сервисных подрядных организаций и их выживанию на нефтяном рынке регионов.

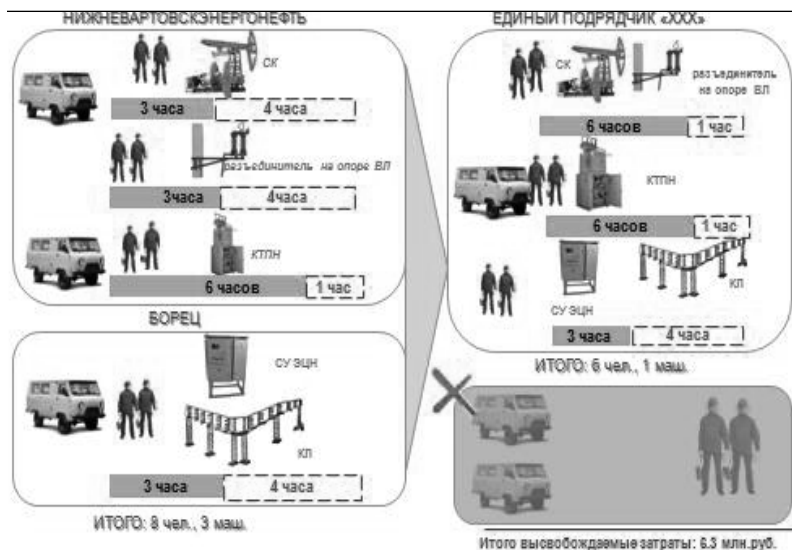


Рис. 2. Оптимизация организации труда электриков

Итогом выбора единого подрядчика должны стать долгосрочные партнерские отношения между Подрядчиком и Заказчиком.

Так как сервисной компании не хватает ресурсов для поддержания работоспособности оборудования на должном уровне, предлагается часть маржи, полученной от оптимизации производственного процесса путем проведения Комплексного предупредительного ремонта, а так же от перехода на единое ответственное лицо (объединение нескольких подрядчиков) инвестировать в восстановление ресурсной базы. Высокий износ приводит к повышенной частоте отказов оборудования, увеличивает время оборудования в ремонте и как следствие недобору нефти. Если рассмотреть возрастной фонд оборудования то видно, что основных вложений требуют АГЗУ спутники и фонтанные арматуры.

При предлагаемой схеме инвестирования в рамках существующих контрактных отношений сервисная компания несет полную ответственность за риски, связанные с отказами оборудования, она объективно оказывается заинтересованной в повышении надежности работы оборудования. Как видно из графика, инвестируя средства в обновление оборудования, постепенно повышается коэффициент надежности работы оборудования, что приводит соответственно к снижению затрат на сервис. Такими совместными действиями решается проблема износа оборудования и повышения надежности работы оборудования. При этом дополнительной мотивацией (система бонусов, завязанная на показатели эффективности, например количество инцидентов в межремонтном периоде,) повышается заинтересованность у каждого сотрудника в качестве выполняемых работ, развитие инициативности, рационализаторства, что в свою очередь приведет к непрерывным улучшениям.

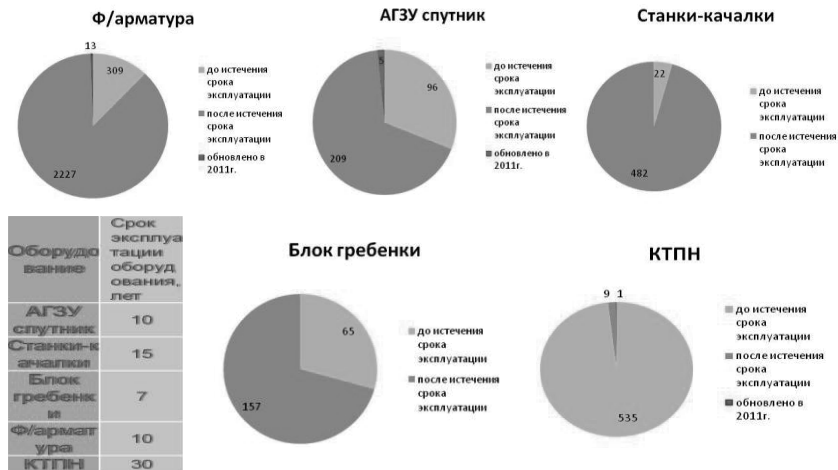


Рис. 3. Возрастной фонд оборудования

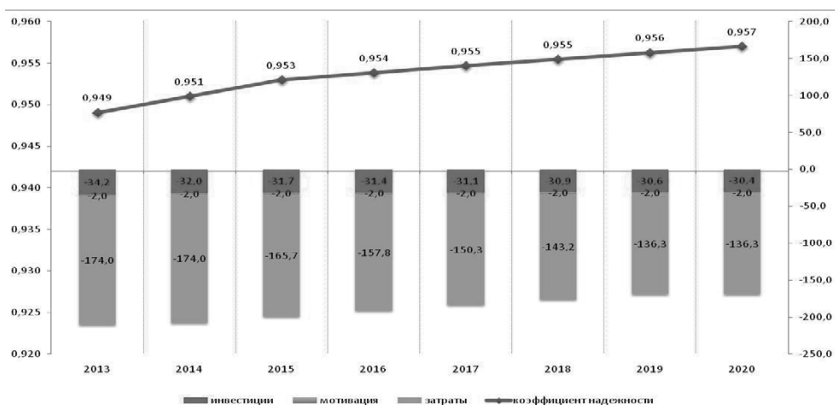


Рис. 4. Инвестирование в ресурсную базу оборудования

Введение системы комплексного обслуживания объектов наземного оборудования позволяет обеспечить ответственность и заинтересованность единого подрядчика в достижении поставленных задач. Заказчик получает: снижение затрат на сервис, обновленную ресурсную базу. Подрядчик получает: подтверждение объемов — долгосрочное сотрудничество, вознаграждение по итогам работы и возможность гордиться качественно выполненной работой, повышение имиджа, экономическую стабильность.



Внедрение и эксплуатация систем усовершенствованного управления на ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»

М. В. Шаманин

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»

1.1 Актуальность работы

Стабильное получение качественной продукции — одна из основных задач нефтепереработки. Для её выполнения необходима грамотная организация частоты и своевременности проведения аналитического контроля. По результатам анализов проб вносятся изменения в технологический режим работы установки. Однако факторы, влияющие на качество получаемой продукции, меняются так часто, что внесение изменений в технологический процесс не всегда происходит своевременно. Вследствие этого, чтобы не нарушать спецификацию по качеству получаемой продукции, технологический режим поддерживается не оптимальным. В связи с этим необходимо оптимизировать технологический режим установок таким образом, чтобы получать максимальное количество качественной продукции.

1.2 Цель внедрения Усовершенствованной системы управления

Обеспечение автоматизированного управления показателями качества получаемых продуктов.

Выпуск продукции в строгом соответствии с производственными заданиями по качеству и количеству получаемых продуктов.

Увеличение прибыли от работы установки благодаря поддержанию оптимального технологического режима.

2. Факторы, способствующие необходимости применения системы усовершенствованного управления

На большинстве нефтеперерабатывающих производств управление процессами осуществляется посредством цифровых систем управления, обеспечивающих стабилизацию технологического режима преимущественно при помощи одноконтурных и каскадных схем регулирования. Режим ведения процесса определяется оператором-технологом и реализуется им путем изменения заданий регуляторам. Управление технологическим процессом направлено на соблюдение технологического регламента, в том числе и по показателям качества получаемой продукции. На большей части технологических процессов отсутствуют потоковые анализаторы качества; контроль за качеством получаемой продукции осуществляется по данным лабораторных анализов, выполняемых, как правило, не чаще, чем 1 раз за смену. Как правило, с такой же частотой вносятся изменения и в технологический режим. При ведении технологического режима, обслуживающий персонал, зачастую выбирает наиболее удобную для себя стратегию, основываясь на соображениях максимальной безопасности. «Не мешай работать оборудованию» — один



из главных принципов ведения технологического процесса. При таких условиях работы невозможно получить максимальную прибыль.

На нефтеперерабатывающих заводах крупных зарубежных компаний средства усовершенствованного управления в настоящее время поставляются и внедряются фирмами Honeywell, Aspen Technology, Emerson, Pavilion, ABB Simcon, Gensum и рядом других уже непосредственно в составе распределенных систем управления. Эти разработки обеспечивают высокий экономический эффект от внедрения и быструю окупаемость и пользуются широким спросом. Мировой опыт свидетельствует, что применение методов усовершенствованного управления технологическими процессами позволяет извлечь дополнительно от 3 до 15% прибыли в зависимости от масштабов производства и технологической сложности НПЗ.

Сложность управления нефтеперерабатывающими установками обусловлены следующими их особенностями:

- большой размерностью по числу технологических переменных, определяющих характер протекания процесса;
- отсутствием постоянного контроля качественных показателей сырья и продуктов;
- сложной топологией технологической схемы с использованием рециклов и резервных линий, позволяющих осуществлять различные варианты переработки;
- постоянным воздействием на процесс внешних возмущений, в том числе неконтролируемых, в виде изменений расхода и состава сырья, реагентов, влияние различных погодных условий, режимов функционирования отдельных секций и схем переработки;
- искажениями результатов наблюдений динамическими составляющими переходных процессов и транспортными запаздываниями при изменении переменных во времени;
- нестационарностью протекания процессов, связанной со старением оборудования, изменением его характеристик при проведении ежегодных капитальных ремонтов, заменой катализаторов и т.д.;
- невозможностью для оператора безошибочного предсказания результатов управляющих воздействий, компенсирующих текущие изменения входных переменных и качества сырья, что обусловлено сложностью протекающих физико-химических процессов переработки нефтяного сырья.

Указанные причины приводят к тому, что при управлении установкой, осуществляемым оператором, показатели качества и выходы продуктов подвержены достаточно сильным колебаниям во времени. Это заставляет операторов держать режим на достаточном удалении от регламентных границ, что приводит к неполному отбору целевых продуктов и перерасходу энергетических ресурсов (на подогрев, перекачки и охлаждение). Но даже соблюдение подобного запаса, как показывает опыт эксплуатации, не гарантирует от нарушений ограничений по качеству.

Перспективным и самым корректным методическим средством решения этой проблемы является оптимизационный (в плане программно-алгоритмического обеспечения) подход, получивший в последнее время название усовершенствованного управления технологическими процессами. Применение оптимизационных методов позволяет на основе раз-



работанных математических моделей процесса точно выбрать оптимальное сочетание значений большого числа технологических переменных и осуществить его эффективную многомерную автоматическую стабилизацию, обеспечивающую строгое выполнение регламентных ограничений и ограничений на качество получаемой продукции при увеличении отборов и снижении энергозатрат.

Решение задач усовершенствованного управления в составе АСУ ТП требует применения современных математических методов статистического анализа данных, моделирования и оптимизации в приложениях к промышленному производству.

3.1. Описание системы и возможности её применения

APC (Сокращённо от Advances Process Control) означает усовершенствованное управление технологическим процессом. APC представляет собой специальное программное обеспечение, реализующее математическую модель многомерных взаимосвязей между параметрами технологического процесса, выходом и показателями качества продукции. При этом, в отличие от распределенной системы управления (PCU), APC работает не только по обратной связи, а так же вносит изменения в технологический режим на основании прогноза.

APC решает следующие задачи:

- Управление установкой в стационарном режиме (при этом APC компенсирует помехи быстрее и глаже, чем оператор).
- Переход с одного стационарного режима на другой.
- Оптимизация работы установки в стационарном режиме.

APC осуществляет управление технологическим процессом через PCU.

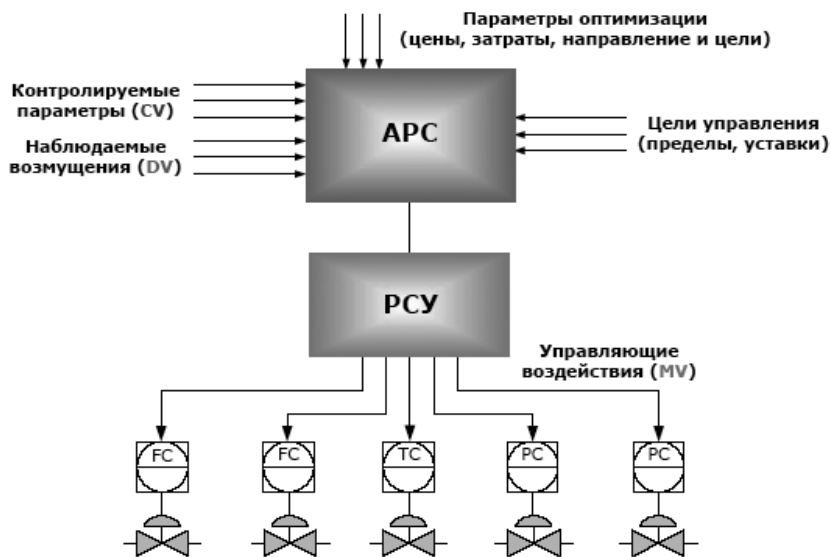


Рис. 1. Принципиальная схема взаимодействия PCU и APC



При использовании программных продуктов фирмы Хоневелл управление качеством получаемой продукции осуществляется при помощи контроллера APC через программу **Profit Suite Operator Station (PSOS)** — интерфейс к многомерному прогнозирующему контроллеру Profit Controller. В данной программе вводятся задания по соответствующим переменным.

CV №	Описание CV	Состояние	Значение	Значение в будущем	Уст. значение	Ниж. предел	Верх. предел	Уставка
1	%МАСС. С5+ В РЕФЛ.	ХОР-К	25.974	25.975	25.900	—	26.000	—
2	%МАСС. С4- В НК-85	ХОР-К	4.1774	4.2078	4.2000	2.5000	5.0000	—
3	%МАСС. С7+ В НК-85	ХОР-К	2.1246	2.1151	1.9419	—	3.0000	—
4	%МАСС. БО В 85-180	ХОР-К	0.7193	0.7220	0.7500	—	0.7500	—
5	%ЧАСТ. ВР. КОНД. ПАРОВ К-4	ХОР	45.331	45.494	45.519	5.0000	95.0000	—
6	%ЧАСТ. ВР. КОНД. ПАРОВ К-6	ХОР	49.806	52.392	52.379	5.0000	95.0000	—
7	ПЕРЕПАД ДАВЛ. К6	ОТКЛ	0.5416	0.5422	0.5433	0	1.0000	—
8	РАСХ. О.О. К-4	ОТКЛ	55.072	87.583	87.587	35.000	63.000	—
9	РАСХ. О.О. К-6	ХОР	174.53	173.39	173.39	160.00	180.00	—
10	ФЛЕГМ. ЧИСЛО К-6	ОТКЛ	6.1618	2.5991	2.6139	1.0000	10.000	—
11	ДАВЛ. ТОПЛ. ГАЗА П-3 (К-6)	ХОР-К	0.3894	0.4012	0.4014	0.2000	—	—
12	ДАВЛ. ТОПЛ. ГАЗА П-3 (К-6)	ХОР-К	0.2760	0.2744	0.2745	0.2000	—	—
13	РАСХОД ГАЗА ИЗ Е-3	ОТКЛ	1782.0	2875.3	2875.5	1000.0	2750.0	—
14	РАСХОД ФР. НК-85	ОТКЛ	28.649	16.721	16.438	—	50.000	—
15	РАСХОД РЕФЛЮКСА	ХОР	4.5301	4.5117	4.5146	1.38E-14	5.0000	—
16	% ОТКР. КЛАП. Т ВЕРХА К-4	ХОР	83.594	83.291	83.296	5.0000	95.000	—
17	% ОТКР. КЛАП. УРОВ. В Е-3	ХОР	31.492	31.439	31.443	0	95.000	—
18	% ОТКР. КЛАП. Т ГС К-4	ХОР	63.389	63.488	63.493	15.000	95.000	—
19	% ОТКР. КЛАП. Т ГС К-6	ХОР	58.099	58.510	58.530	15.000	95.000	—

Рис. 2. Интерфейс управления контроллерами APC

Переменные в контроллере делятся на три вида:

Контролируемые переменные (CV, от английского Controlled Variables) — зависимые, те, на которые наложены ограничения, «глаза» системы, например:

- Температура 90% кипения дизельного топлива (виртуальный анализатор).
- Суммарный отбор бензина из атмосферных колонн К-1 и К-2 (для оптимизации).
- Флегмовое число в колонне вторичного разделения бензина К-3 (для оптимизации).
- Расход топливного газа на печи (для безопасности).
- Положение клапана, перепад давления по колонне и т.д. (для контроля за ограничениями).

Управляющие переменные (MV, от английского Manipulated Variables) — как правило, те исполнительные механизмы, посредством



которых операторы обычно управляют установкой, «руки» системы, например:

- Температура верха колонны.
- Давление верха колонны.
- Расход бокового продукта, фракционирующий колонны.
- Температура нагрева сырья в печи.

В *MV* контроллера включают не все исполнительные механизмы, а только те, которые, в первую очередь, влияют на качество получаемой продукции.

Наблюдаемые возмущения (DV, от английского Disturbance Variables), это параметры которые влияют на работу установки, но которые не могут быть изменены или меняются на других блоках установки.

Примеры:

- Температура окружающего воздуха.
- Свойства сырья.
- Расход сырья (для блока вторичного разделения бензина).

3.2. Процессы в нефтепереработке и нефтехимии, в которых применяется APC

В зарубежной практике применение системы APC получило широкое распространение, как в нефтеперерабатывающей, так и в нефтехимической отраслях. Это связано с необходимостью оптимизации производства для получения большей выгоды от используемого оборудования. Ниже приведены варианты использования системы на различных видах технологических процессов.

Примеры применения системы APC на сложных фракционирующих системах:

- перегонка нефти, в том числе по схеме двукратного испарения с частичным отбензиниванием;
- вакуумная перегонка мазута;
- фракционирование продуктов каталитического крекинга;
- фракционирование продуктов гидрокрекинга;
- фракционирование продуктов гидроочистки вакуумного газойля;
- фракционирование продуктов коксования;
- фракционирование продуктов висбрекинга;
- фракционирование продуктов пиролиза.

Примеры применения системы APC на простых колоннах и группах простых колонн:

- стабилизация и вторичное разделение бензинов;
- газофракционирование;
- разделение пропан-пропиленовой (этан-этиленовой) фракции;
- разделение ксилолов;
- деизобутанизация (приготовление сырья алкилирования);
- деизопентанизация;
- деизогексанизация.

Примеры применения системы APC на каталитических процессах:

- алкилирование;
- каталитический крекинг;



- гидрокрекинг;
- коксование;
- риформинг;
- синтез этилбензола;
- синтез линейных алкилбензолов;
- синтез этанола;
- синтез МТБЭ;
- производство полиэтилена (полипропилена).

В зависимости от вида процесса (установки), на котором применяется APC, сроки реализации проекта, доходность от её применения и сроки окупаемости различны.

Оценка эффекта в денежном выражении от внедрения APC на различных процессах может быть оценена в соответствии со статистическими данными, собранными Корпорацией Solomon Associates.

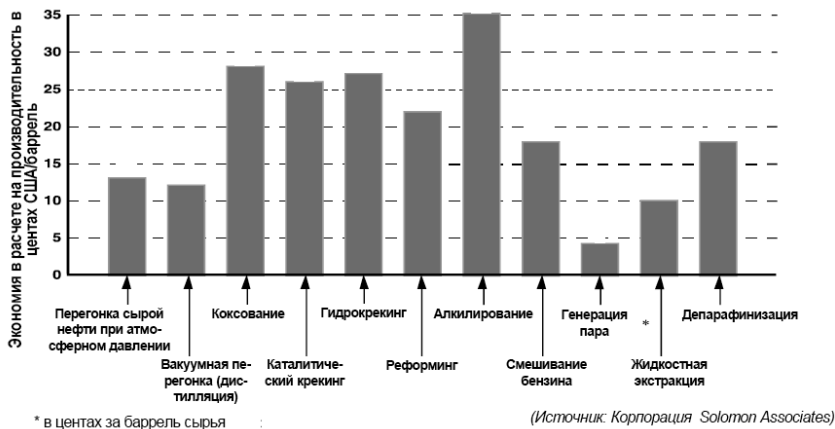


Рис. 3. Возможный экономический эффект от применения APC

4. Выводы

1. Внедрение системы APC — высокоэффективный проект, позволяющий путем небольших дополнительных затрат окупать средства ранее вложенные в РСУ.

2. Проект по внедрению системы должен реализовываться на НПЗ, который является стороной заинтересованной в конечном результате. Необходимо чётко понимать конечную цель от реализации проекта.

3. Для руководства проектом следует определить службу, наиболее в нем заинтересованную. Например: производственно-диспетчерскую, технологическую, экономическую. При этом не зависимо от того какая служба будет вести проект, участие других служб обязательно. Это важно ещё и по той причине, что проект находится на стыке многих областей. В компании есть негативный опыт реализации проектов без участия всех необходимых служб. По числу задействованных служб НПЗ и сторонних организаций его можно сравнить со строительством новой установки.



Координировать работу всех этих структур может только руководство завода. Важна административная поддержка, в том числе Генерального директора.

4. Успех проекта обеспечивается при вовлеченности и заинтересованности персонала установки, руководителей производства. Все специалисты и руководители, имеющие отношение к работе установки, должны пройти обучение.

5. Реализация проекта не сводится к запуску контроллера. Для получения реального эффекта необходимы организационные усилия по встраиванию АРС в бизнес-процесс управления производством.

6. АРС-система не может существовать сама по себе, без постоянной поддержки и развития. Для этого на предприятии должна быть создана специальная группа из инженеров-технологов.

7. Использование АРС на технологических установках предприятия позволяет:

- Увеличить информативность процесса. Поддерживать качество вырабатываемых продуктов в пределах, установленных в стандартах предприятия.
- Используя систему на блоке атмосферной переработки нефти, за счет улучшения разделения, удастся увеличить отбор светлых углеводородов. Что позволяет за счет утяжеления керосиновой фракции, получить дополнительно 0,3% фракции 85–180 °С. Что позволяет, при переработке этой фракции установке ЛФ-35/21–1000, получать 7590 октанотонн в сутки компонента товарного бензина.
- За счет использования на блоке вторичной разгонки бензина, оптимальное разделение углеводородов C_5 и C_6 между фракциями НК-85 °С и 85–180 °С при помощи системы усовершенствованного управления процессом позволяет перераспределить разделение углеводородов таким образом, чтобы увеличить выработку фракции 85–180 °С — сырья установок каталитического риформинга и тем самым увеличить октановый фонд предприятия на 1152,75 октанотонн/сут компонента товарного бензина при переработке фракции 85–180 °С на установке ЛЧ-35/11–600 (Л-35/11–300), на 1383,3 октанотонн/сут при переработке на установке ЛФ-35/11–1000. Кроме того за счет уменьшения содержания углеводородов C_{7+} во фракции НК-85 °С увеличивается октановое число и выход изомеризата.
- За счет использования на установке каталитического реформирования бензинов, при поддержании оптимального значения давления насыщенных паров реформата на верхнем пределе спецификации получаем увеличение отбора на 0,8% от сырья и дополнительно 23,154 т/сут, что составляет 2315,4 октанотонн/сут.

8. Эффект от реализации проекта АРС-систем достигается на каждой отдельной установке, однако комплексное использование нескольких систем на НПЗ повышает эффект от использования каждой отдельно взятой системы.

9. Создания системы виртуальных анализаторов позволяет снизить общую нагрузку по ходовым анализам на лабораторную службу предпри-



ятия. Получить дополнительный экономический эффект за счет снижения количества проводимых анализов.

10. Главный результат внедрения АРС-системы — повышение качества управления производством, перестройка сознания управленцев, производственников, операторов.

Экономическое обоснование подбора депрессорной присадки для мазута марки М-100 в условиях ОАО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П»

О. М. Шендик
ООО «ЛУКОЙЛ-Транс»

Большое значение и актуальность на производстве имеет вопрос, касающийся слива нефтяных продуктов, имеющих повышенную вязкость и высокую температуру застывания. К ним относятся некоторые типы нефтей и мазутов. Довольно немалые сложности сопровождают **слив нефтепродуктов** в холодное время года, ведь вязкость таких нефтепродуктов увеличивается за счет снижения температуры окружающей среды, и произвести **слив нефтепродуктов** обычным способом становится абсолютно невозможным.

В данной работе отражен процесс подбора депрессорной присадки, снижающей вязкость и температуру застывания мазута, и представлен расчет экономической эффективности от применения депрессорной присадки для мазута марки М-100 в условиях ОАО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П».

Также в работе представлены и проанализированы основные виды деятельности ОАО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П», проанализированы данные, полученные в ходе проведения исследовательских работ, внесены предложения по сокращению времени в пути железнодорожного состава с мазутом марки М-100, отгружаемого с НПЗ ООО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» в адрес ОАО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-П», и усовершенствованию действующей системы калькулирования себестоимости.

По результатам совместно проведенных исследований специалистов компании «Чемпион Технолоджис» и ООО «ЛУКОЙЛ-Транс» наибольшую эффективность на мазуте марки М-100 продемонстрировал реагент CW288, обеспечив максимальное снижение вязкости и температуры застывания (рис. 1, 2, табл. 1).

Для измерения вязкости использовали ротационный вискозиметр НА-АКЕ VT550 с термоконтроллером для программируемого равномерного охлаждения, что позволяет измерять динамическую вязкость в достаточно широком интервале температур. Мазут предварительно термостатировали при 80 °С в течении 1 часа, затем вводили присадку, перемешивали, выдерживали в течение 30 минут при той же температуре, после чего измеряли вязкость (одно измерение в пять секунд) при скорости охлаждения 1 С/мин и постоянной скорости сдвига 50 с⁻¹. При данной скорости



сдвига измерения возможно было проводить до максимального значения вязкости 4250 мПа*сек.

Для измерения температуры застывания использовался низкотемпературный термостат Lawler 549, позволяющий охлаждать до -80 °С. Подготовка образцов нефти и проведение испытаний по определению температуры застывания проводилась в соответствии с ГОСТ 20287–91.

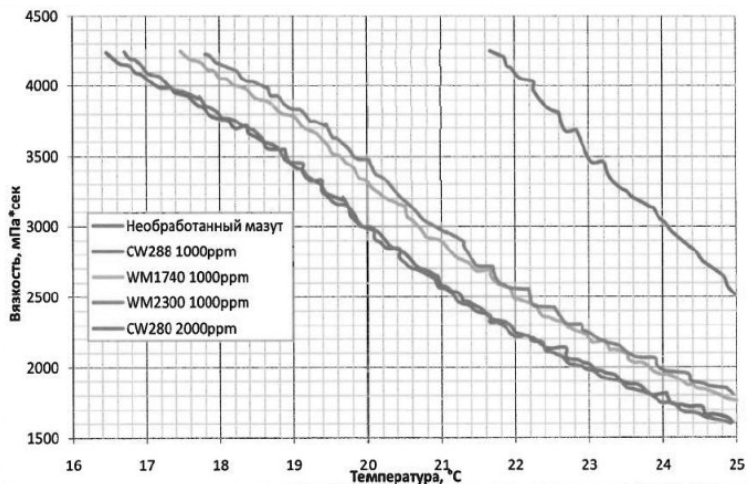


Рис. 1. Сравнение динамической вязкости прямогонного мазута (PBC-254), обработанного депрессорными присадками

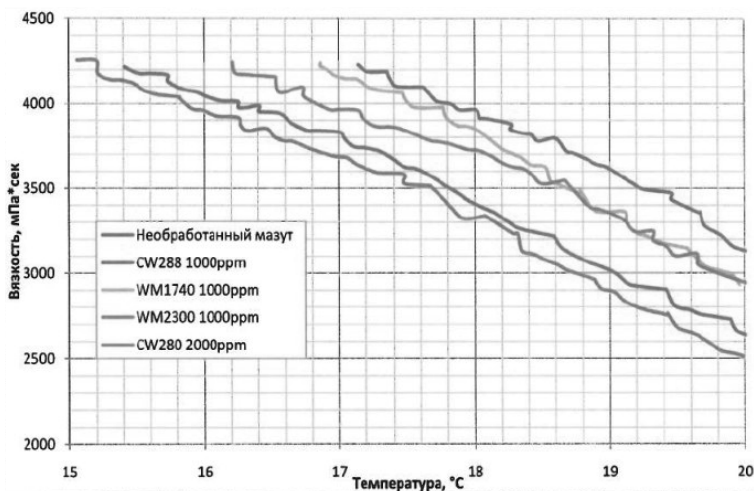


Рис. 2. Сравнение динамической вязкости Ярегского крекингового мазута (PBC-264), обработанного депрессорными присадками



Таблица 1

Температура застывания мазутов, обработанных присадками

Реагент	Дозировка	Прямогонный мазут РВС-254		Крекинговый мазут РВС-264	
		Температура застывания, °С	Снижение, °С	Температура застывания, °С	Снижение, °С
–	0	+24	–	+6	–
CW288	1000	+10	14	0	6
WM1740	1000	+10	14	+2	4
WM2300	1000	+14	10	0	6
CW280	2000	+10	14	+2	4

На основании исследовательских работ по подбору депрессорной присадки был произведен расчет экономической эффективности от применения наилучшего варианта присадки, а именно, от применения депрессорной присадки FLEXOIL CW288 и получен положительный результат (табл. 2).

Таблица 2

Экономический эффект от применения депрессорной присадки FLEXOIL CW288

Наименование	Показатель
Экономический эффект, полученный за счет увеличения объема перевалки мазута, млн руб.	123
Увеличение общей прибыли от продаж, %	7,4
Экономический эффект, полученный за счет снижения расходов электроэнергии и топлива на перевалку мазута, млн руб.	28,2
Увеличение общей прибыли от продаж, %	1,7

Стоит отметить, что по оптимистическому прогнозу ОАО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-II» увеличит годовую прибыль от продаж **на 7,4 % (на 123 млн руб.)**, по пессимистическому прогнозу — **на 1,7 % (на 28,2 млн руб.)**.

В ходе выполнения работы выяснилось:

1. Фактором, влияющим на температуру застывания мазута марки М-100, отгружаемого с НПЗ ООО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» в адрес ОАО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-II», является количество дней в пути железнодорожного состава.
2. Действующая система калькулирования себестоимости ОАО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-II» не предусматривает распределение затрат по видам нефтепродуктов.

В связи с этим, предлагается:

- Оптимизировать маршрут и сократить время в пути железнодорожного состава с мазутом марки М-100, отгружаемого с НПЗ



ООО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» в адрес ОАО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-II», что позволит обеспечить более высокую температуру начала разогрева мазута и получить дополнительный положительный экономический эффект.

- Усовершенствовать действующую систему калькулирования себестоимости ОАО «РПК-Высоцк «ЛУКОЙЛ-II» путем разработки методики распределения затрат по видам нефтепродуктов.

Таким образом, приведенные в данной научной работе результаты лабораторных исследований по подбору депрессорной присадки и результаты расчета экономической эффективности от ее применения требуют проведения опытно-промышленных испытаний, которые позволят учесть и другие естественные факторы, влияющие на общую эффективность.

Автоматизированная система сбора и передачи данных с гидрогеологических наблюдательных скважин

В. В. Шмырин

Инженерно-технический центр филиал ООО «Газпром трансгаз Краснодар»

В силу геологических особенностей региона деятельности ООО «Газпром трансгаз Краснодар», а именно — горные районы и предгорья, многие производственные объекты Общества подвержены подтоплениям или развитию оползневых процессов. Это не позволяет полностью использовать производственные мощности и, в худшем случае, может привести к аварийным ситуациям. В связи с этим возникла необходимость организации мероприятий по обеспечению водоотведения на данных объектах.

При проведении работ по мониторингу уровней грунтовых вод на одном из производственных объектов Общества производились замеры уровней грунтовых вод в наблюдательных гидрогеологических скважинах при помощи ручного электроуровнемера и выявлялась их зависимость от количества выпадающих осадков. Работы проводились в режиме посещения, в ходе которых выяснилось, что как выбранная первоначально частота замеров — 1 раз в неделю, так и используемая впоследствии — 4 раза в неделю, не предоставляет достаточной информации для точной интерпретации зависимости уровня грунтовых вод (далее УГВ) от количества осадков и составления трехмерной модели поведения грунтовых вод на площадке объекта. Так же объект находился на удалении от производственной базы (пункта сбора информации), что влекло за собой недостаточную оперативность и дополнительные затраты на транспорт.

В связи с этим возникла необходимость в автоматизации сбора данных об уровне грунтовых вод в гидрогеологических наблюдательных скважинах. Для этого была разработана «Автоматизированная система сбора и передачи данных с гидрогеологических наблюдательных скважин».

Система состоит из следующих блоков:

- пункты контроля уровня грунтовых вод;
- блок сбора и передачи информации;
- диспетчерский пункт.



Концептуальная схема работы системы приведена на рис. 1.

Пункт контроля уровня грунтовых вод состоит из:

- гидрогеологической наблюдательной скважины;
- погружного электронасоса;
- электроуровнемера;
- блока электроники;
- блока питания;
- приемо-передатчика работающего на частоте 433 МГц;
- антенны.

Пункт контроля уровня грунтовых вод позволяет:

- измерять уровень грунтовых вод в скважине с частотой от 1 раза в минуту или по команде с диспетчерского пункта;
- производить откачку воды из скважины при достижении заданного уровня или по команде с диспетчерского пункта;
- передавать данные замеров на блок сбора информации;

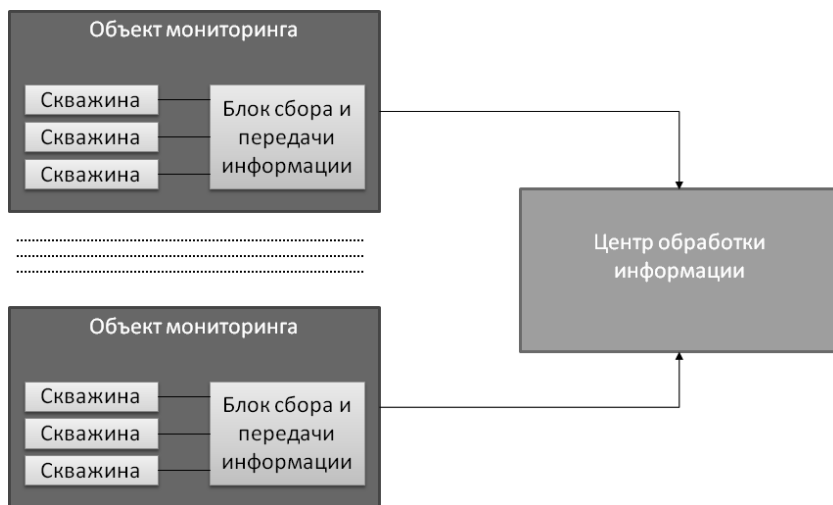


Рис. 1. Концептуальная схема работы системы передачи данных

Электронасос спускается на откачном шланге, электроуровнемер на кабель-тросе. В качестве чувствительного элемента уровнемера используется датчик давления, реагирующий на изменение давления, обусловленное изменением уровня воды в скважине. Для компенсации влияния изменения атмосферного давления на показания уровнемера кабель-трос оснащен компенсирующим капилляром. Датчик давления подключен к блоку электроники. В блоке электроники задаются значения нижнего и верхнего уровней воды. При заполнении скважины до верхнего значения блок электроники включает электронасос и производится откачка воды из скважины (с последующей регистрацией кривой восстановления уровня). При падении уровня до нижнего значения блок электроники выключает насос.



Также возможно исполнение пункта контроля УГВ без электронасоса. В таком исполнении возможно обеспечить автономное питание аппаратуры сбора и передачи информации, установленной непосредственно на скважине, от аккумуляторной батареи. Однако, при этом невозможно будет регистрировать кривую восстановления уровня и производить откачку грунтовых вод без демонтажа электроники с гидрогеологической скважины.

Для исполнения пункта контроля с электронасосом необходимо подведение постоянного электропитания.

После установки всех компонентов пункта контроля на гидрогеологической скважине задается режим работы блока электроники с помощью специальной программы, которая позволяет задавать периодичность проведения замеров, верхнее и нижнее значения УГВ в скважине, периодичность передачи данных на блок сбора информации, текущее время.

Программное обеспечение системы состоит из нескольких уровней:

1. Программное обеспечение скважинного модуля осуществляет измерения уровня грунтовых вод, включая насос для их откачки в автоматическом режиме, или по команде из центрального пункта;

2. Программное обеспечение пункта сбора данных на объекте, выполняющее сбор данных от скважинных модулей, их передачу на центральный пункт по запросу и трансляцию команд оператора к скважинным модулям;

3. Серверное программное обеспечение, осуществляющее запросы к контролируемым объектам и хранение получаемых данных;

4. Клиентское программное обеспечение, предоставляющее доступ к базе данных и позволяющее осуществлять прямой доступ к пункту сбора данных на объекте для контроля уровня и управления режимами работы насосов.

Блок сбора информации состоит из:

- приемопередатчика, работающего на частоте 433 МГц;
- платы контроллера;
- GSM-модема;
- запоминающего устройства;
- аккумуляторной батареи.

Блок сбора информации позволяет:

- принимать и накапливать данные от пунктов контроля УГВ для дальнейшего их считывания или оперативной передачи на сервер;
- изменять параметры работы пунктов контроля УГВ;
- принимать команды управления с сервера.

Данный блок устанавливается в месте расположения пунктов контроля УГВ для обеспечения связи между ними и диспетчерским пунктом. Блок способен обрабатывать до 16 пунктов контроля УГВ. Режим работы блока может задаваться как с ЭВМ, подключенного к блоку с помощью специальной программы, так и удаленно при помощи команд, посылаемых с сервера.

Безопасность при передаче данных обеспечивается с помощью программных средств. Шифрование данных производится непосредственно перед отправкой на сервер. Для этого используется ПО, которое сертифицировано Федеральной службой безопасности Российской Федера-



ции. Таким образом, обеспечивается защищенность передаваемой информации.

Внедрение системы позволит осуществлять:

- непрерывный контроль и наблюдение за уровнем грунтовых вод на объектах газотранспортной системы с помощью круглосуточного сбора информации;
- построение более точных трехмерных моделей поведения грунтовых вод на территории объектов за счет большей частоты и точности замеров;
- выдачу более четких рекомендаций по решению проблемы подтопления объектов грунтовыми водами за счет увеличения времени, отводимого на анализ данных в связи с автоматизацией процесса получения данных с гидрогеологических скважин;
- экономию затрат на транспортные расходы.

Необходимо отметить, что по результатам анализа данных об изменении уровней грунтовых вод на объекте, полученных при помощи вышеописанной системы, удалось определить места наиболее интенсивного притока воды (рис. 2). После локализации мест наиболее интенсивного притока было принято решение о строительстве дренажных сооружений, для обеспечения водоотведения на указанных участках.

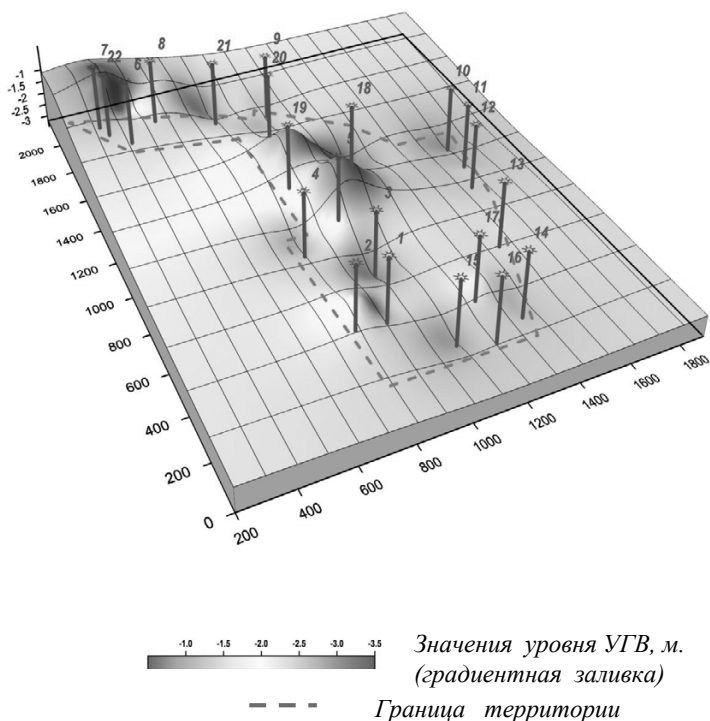


Рис. 2. Распределение уровня грунтовых вод



В ходе работ по строительству дренажных сооружений был создан комплекс, включающий в себя:

- водоотводящие скважины — 5 шт.;
- водосборный колодец;
- насос для откачки воды.

Хочется отметить, что во время строительства было использовано оборудование, ранее разработанное и произведенное собственными силами ООО «Газпром трансгаз Краснодар» (Установка Управляемого Проккола УУП — 15, породоразрушающий инструмент).

Подводя итоги многолетней работы по организации водоотведения на производственных объектах Общества, был создан комплекс, состоящий их:

- гидрогеологических водонаблюдательных скважин;
- системы сбора и передачи информации с гидрогеологических водонаблюдательных скважин;
- дренажной системы;
- системы водоотведения.

Это позволяет осуществлять своевременное отведение грунтовых вод с производственных объектов Общества и обеспечивать полноценное использование рабочей площади данных объектов.

Снижение скорости коррозии металла промышленных трубопроводов с помощью ингибиторной защиты на объектах «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

Д. Р. Шербина

Научный руководитель-В.И. Филипас

Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ФГБОУ ВПО ТюмГНГУ

Применение ингибиторной защиты как разновидности антикоррозионных мероприятий для снижения скорости коррозии металла промышленных трубопроводов. Метод основан на применении химических реагентов — ингибиторов коррозии, которые способны образовывать на поверхности металла трубопроводов защитную «пленку», тем самым, снижая скорость его коррозии.

Необходимость антикоррозионных мероприятий обосновывается оценкой рисков по принятой в Компании модели. При этом учитываются как опасность аварии трубопровода по причине внутренней коррозии, так и возможные последствия этой аварии.

В работе представлена динамика аварийности трубопроводов ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» за период 2009–2011 г.г. и прогноз на 2012 год, чем и обусловлена необходимость ингибиторной защиты промышленных трубопроводов на месторождениях ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

Ингибиторная защита — это управляемый и перенастраиваемый технологический процесс нанесения защитной «пленки» на внутреннюю металлическую поверхность трубопроводов и оборудования и поддержания



их в работоспособном состоянии без остановки каких либо элементов системы транспорта продукции.

Ингибиторная защита обладает следующими достоинствами:

- Управляемостью процесса снижения скорости коррозии и возможностью гибкого реагирования на изменение коррозионной ситуации.
- Возможностью замедлять коррозионное разрушение трубопроводов бывших в эксплуатации.
- Сравнительно невысокими капитальными затратами.
- Возможность одновременной защиты практически всех типов промышленного оборудования: трубопроводов, оборудования объектов подготовки нефти и воды.

Цели ингибирования зависят от текущего состояния защищаемых трубопроводных систем:

- Для новых трубопроводов — обеспечение их безаварийной эксплуатации в течение требуемого времени.
- Для бывших в эксплуатации безаварийных трубопроводов — продление ресурса их безаварийной эксплуатации.
- Для аварийных трубопроводов — снижение аварийности или поддержание ее на приемлемом уровне.

Достижение поставленных целей возможно:

- если применяемый ингибитор эффективно снижает скорость коррозии в условиях характерного для трубопровода механизма коррозии;
- если ингибитор доставляется ко всей поверхности металла защищаемых трубопроводов;
- если поддерживается целостность защитной «пленки» на поверхности металла трубопроводов.

Для того, чтобы сделать окончательный выбор в пользу ингибиторной защиты необходимо определить принципиальную возможность ее применения для снижения скорости коррозии конкретных трубопроводных систем.

Ингибитор коррозии — химическое вещество, введение которого в коррозионно-активную среду в небольших концентрациях приводит к значительному снижению ее коррозионной агрессивности.

По химическому типу ингибиторы делятся на:

- органические;
- неорганические.

В зависимости от того на протекание какой из стадий электрохимического процесса коррозии оказывается влияние, ингибиторы коррозии классифицируются на реагенты анодного, катодного или смешанного механизма действия.

Технологии применения

Непрерывное дозирование ингибитора в поток.

При защите металла ПТ методом непрерывного дозирования транспортируемая среда используется в качестве «носителя» ингибитора, ответственного за его доставку к поверхности металла. Защитные свойства



(способность снижать скорость коррозии) ингибиторов при их непрерывном дозировании в поток транспортируемой продукции напрямую зависят от их «транспортных» свойств, отвечающих за «доставку» активного начала ингибитора к защищаемой поверхности металла.

Существуют следующие разновидности метода непрерывного дозирования:

1. Непрерывная дозировка с периодическим кратковременным увеличением концентрации (ударная доза).

2. Аэрозольное распыление ингибитора в газо-жидкостной поток с помощью форсунки или конфузорной вставки. Применяется для ПТ транспортирующих продукцию газовых или газоконденсатных месторождений.

3. Пенное ингибирование. Заключается в создании композиции из ингибиторов, пенообразующих и пеностабилизирующих веществ и подачи их в полость ПТ транспортирующих продукцию газовых или газоконденсатных месторождений.

Периодическая обработка.

Цель периодической обработки — нанесение на поверхность металла ПТ устойчивой защитной «пленки» ингибитора коррозии, которая должна сохранять свои защитные свойства некоторый период времени, обуславливающий периодичность обработок. Технология основана на применении ингибиторов, обладающих эффектом последствия — способностью длительное время сохранять на металле устойчивую защитную «пленку».

Существуют следующие разновидности метода периодической ингибиторной обработки:

- периодическая обработка ингибитором или его раствором при концентрации от 200 до 2000 мг/л в течение 12–48 часов с последующим прекращением подачи на срок до 30 суток;
- периодическая обработка «пробкой» ингибитора между разделителями, заключающаяся в прокачке по трубопроводу «пробки» раствора ингибитора. Начальный участок трубопровода должен быть оборудован камерой пуска скребка, а конечный участок — камерой приема скребка и емкостью для приема «пробки»;
- «пробковая» подача ингибитора в транспортируемый поток без использования разделителей. Конечный участок трубопровода должен быть оборудован емкостью для приема «пробки». В связи с неизбежными потерями, расход ингибитора по данному варианту в несколько раз выше.

Рассредоточенное ингибирование.

При защите ПТ методом рассредоточенного ингибирования точки ввода ингибитора распределены по отдельным скважинам или их кустам, сопряженных с защищаемым ПТ.

Согласно целевой программы надежности трубопроводных систем ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», производя ингибирование ПТ, так в 2011 году было запланировано ингибирование 1182 км промысловых нефтепроводов с суммой затрат 1232,6 млн.руб. и мониторинг кор-



розии 1294 км с суммой затрат 16,4 млн.руб.. Выполнение по данным направлениям составило 1229 км промысловых трубопроводов с суммой затрат **1232,6** млн руб. и мониторинг коррозии 1381 км на сумму 16.4 млн руб., в том числе по месторождениям:

Месторождение	Протяженность защищаемых направлений, км		Коэффициент охвата защитой, азаш			
	Норма	Факт	1 кв. 2011	2 кв. 2011	3 кв. 2011	4 кв. 2011
Спорышевское	20	26	1	1	1	1
Холмистое	13	13	1	1	1	1
Средне-Итурское	100	100	0,54	0,54	0,54	1
Западно-Ноябрьское	108	108	0,43	0,43	0,43	1
Карамовское	160	156	0,49	0,49	0,49	0,98
Холмогорское	202	140	0,35	0,35	0,35	0,69
Ярайнерское	49	34	0,22	0,22	0,22	0,69
Пограничное	184	125	0,32	0,32	0,32	0,68
Вынгапур	958	474	0,31	0,34	0,34	0,50
Новогоднее	129	53	0,41	0,41	0,41	0,41

По итогам 2011 года произошло снижение числа отказов по отношению к 2010 году на 20%, что составляет 206 порывов.

Согласно задач на 2012 год предполагается обеспечение ингибиторной защиты 1252 км.

Оптимизация деятельности по обращению с отработанными маслами в Восточно-Сибирском филиале ООО «РН-бурение»

А. С. Яковлева

Восточно-Сибирский филиал ООО «РН-Бурение»

Восточно-Сибирский филиал ООО «РН-Бурение» (ВСФ ООО «РН-Бурение») осуществляет строительство разведочных и эксплуатационных скважин на территории Ванкорского месторождения в Туруханском районе Красноярского края.

В структурных подразделениях ВСФ ООО «РН-Бурение» при ремонте и обслуживании основного и вспомогательного оборудования образуются следующие виды отработанных масел: масла дизельные обрабо-



таные, масла трансмиссионные отработанные, масла индустриальные отработанные, масла компрессорные отработанные, масла гидравлические отработанные.

Согласно Проекту нормативов образования отходов и лимитов на их размещение ВСФ ООО «РН-Бурение» отработанные масла подлежат обезвреживанию на специализированных установках термического обезвреживания отходов. Приобретенный в 2011 году комплекс термического обезвреживания отходов КТО-150. БУР.БМ позволяет обезвреживать весь объем отработанных масел, образующийся в процессе производственной деятельности филиала. Данный вариант обращения с отработанными маслами экономически нецелесообразен, т.к. в данном случае безвозвратно теряются материально-технические ресурсы, которые могли быть возвращены в технологический процесс. Так как ежегодно в категорию «отход» переходит 30–50 тонн масел, большое значение имеет полное или частичное восстановление качества отработанных масел с целью их повторного использования.

Данной проектной работой предлагается альтернативный вариант организации деятельности по обращению с образующимися на производственных объектах филиала отработанными маслами, который позволит снизить негативное воздействие на окружающую среду за счет снижения объемов образования и накопления отходов данных видов, а также обеспечит возврат вторичных материальных ресурсов в производственный процесс. К внедрению предлагается установка вакуумной регенерации УВР-0,1, которая действует по принципу вакуумной микрофльтрации с применением сорбентов. Внедрение предлагаемой установки обеспечит регенерацию отработанных масел, т.е. преобразование отработанных масел во вторичное сырье, которое может быть использовано в дальнейшем, при этом будет обеспечено сведение к минимуму образования отходов, не подлежащих дальнейшей переработке.

Предлагаемая установка производится заводом ООО «УКРБУДМАШ», в России данные установки реализуются официальным представителем завода — производителем — ООО «Поволжким заводом энергетического оборудования».

Установка УВР-0,1 предназначена для регенерации (восстановления работоспособного состояния) прежде всего минеральных, гидравлических, компрессорных, дизельных, трансмиссионных, индустриальных, а также более легких электроизоляционных трансформаторных и турбинных масел. Данная установка регенерирует, осветляет, удаляет процессы старения, фильтрует и очищает, удаляет парафины, серу, коллоидные, кислотные отложения, продукты окисления, присадки, взвешенные частицы, воду, газы механические примеси и другие включения из загрязненных отработанных масел. Также восстанавливается цвет и прозрачность масла.

Накопленные отработанные масла поступают на установку регенерации с целью получения регенерированных базовых масел. Регенерация предусматривает обработку отработанного масла, удаление загрязнений для использования в качестве основы нового смазочного масла. Регенерация позволяет повторно использовать отработанное масло как минимум два раза. Данная форма переработки является предпочтительной,



так как она позволяет повторно использовать отработанное масло для производства того же продукта, которым отработанное масло было изначально, и, таким образом, экономит энергию и природное масло.

Станция УВР-0,1 (рис. 1) состоит из: 1 — ёмкости нижней; 2 — ёмкости верхней; 3 — модулей регенерации; 4 — насоса закачки масла; 5 — насоса выкачки масла; 6 — насоса вакуумного; 7 — шкафа управления; системы трубопроводов; 8 — фильтра входного; 9 — фильтра выходного; 10 — металлической рамы-поддона.

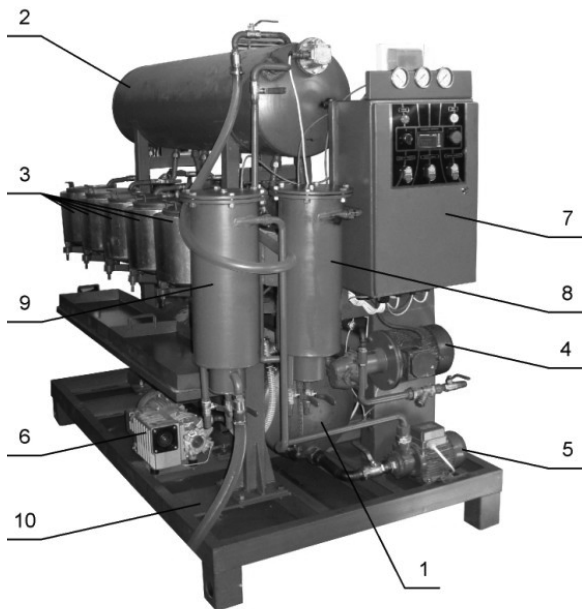


Рис. 1. Общий вид установки вакуумной регенерации УВР-0,1

Отрегенерированное, осветленное и отфильтрованное масло после процесса обработки в установке соответствует ГОСТ.

Использование данного оборудования не только решает вопрос накопления отработанных масел на производственных объектах, но и позволяет повторно вовлекать в производственный процесс материально-технические ресурсы.

Установка универсальна, работает практически с любыми маслами, не требует перенастройки при смене типа обрабатываемого масла. Единственным изменяемым параметром при работе установки является ее производительность, она подбирается в зависимости от типа и вязкости очищаемого масла.

Данная установка сертифицирована и соответствует всем требованиям ГОСТов и стандартов. Условия эксплуатации установки — при температуре окружающей среды от плюс 10 до плюс 35 °С.

Технические характеристики установки представлены в табл. 1.



Таблица 1

Технические характеристики установки вакуумной регенерации масел.

Наименование параметра	Значение
Производительность регенерации	м ³ /ч
– индустриальных масел	0,08
– дизельного топлива	0,35
– моторных масел	0,05
Расход регенерирующего порошка	в % от массы масла
– индустриальных масел	5–7
– дизельного топлива	2–4
– моторных масел	10
Масса регенерирующего порошка для заправки	кг
– одного модуля регенерации	3
– всех модулей регенерации	30
Потери масла	в % от начального объема масла
– индустриальных масел	3–5
– дизельного топлива	1–3
– моторных масел	3–5
Суммарная мощность нагревателей	кВт
	1,6
Установленная мощность	кВт
	4,2
Тонкость фильтрации фильтров	мкм
– входного	25
– выходного	3
Напряжение питания трехфазной сети переменного тока частотой 50 Гц	В
	220/380
Габаритные размеры	мм не более
	1900 × 1080 × 1750
Масса	кг не более
	760

Наглядный результат очистки минерального моторного масла на установке регенерации масел УВР представлен на рис. 2, в данном случае показан результат очистки масла за один прогон, регенирированное масло соответствует ГОСТ.

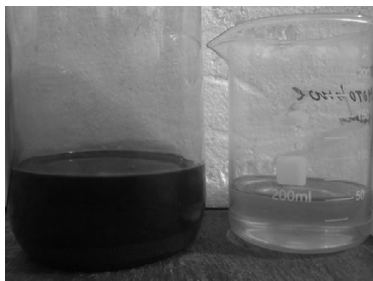


Рис. 2. Минеральное моторное масло до и после регенерации

Применение предлагаемой установки регенерации масел УВР-0,1 позволит производить регенерацию отработанных масел непосредственно на месте их образования, таким образом, исключается транспортировка отработанных масел на пункты переработки (регенерации), что связано с затратами на транспортировку, а также со значительными потерями масла и загрязнением окружающей среды. Кроме того, при этом будет обеспечиваться сбор и переработка отработанных масел по сортам и маркам, что обеспечит получение качественных продуктов после регенерации.

УВР-0,1 позволяет дважды регенерировать отработанные масла. Отработанные масла, регенерированные дважды и не подлежащие более регенерации, будут обезвреживаться на КТО-150. БУР.БМ

Предлагаемая к внедрению установка УВР-0,1 обладает следующими преимуществами:

- имеет небольшие габаритные размеры и массу, что даст возможность установить УВР в одном из отапливаемых спрангов на территории Базы производственного обеспечения Ванкорского месторождения;
- обладает универсальностью, т.е. способностью регенерировать отработанные масла различных сортов и марок без существенных изменений технологического регламента;
- не имеет в конструкции сложных узлов и агрегатов, требующих высокой профессиональной подготовки обслуживающего персонала и значительных трудозатрат при техническом обслуживании и ремонте;
- при осуществлении технологических операций на установке не используются вредные, токсичные и ядовитые вещества, а также не допускается их образование в результате проведения этих операций.

Для расчета экономической эффективности внедрения установки УВР-0,1 был проведен сравнительный анализ двух вариантов обращения с отработанными маслами: Вариант 1. Обезвреживание масел на установке термического обезвреживания отходов КТО-150 БУР.БМ; Вариант 2. Регенерация отработанных масел на УВР-0,1.

Расчеты производились на фактический объем отработанных масел, образующихся в ВСФ ООО «РН-Бурение», которые могут быть подвергнуты регенерации (из расчета исключены объемы образования отработанных синтетических масел, т.к. регенерации могут быть подвергнуты только минеральные масла), объем образования отработанных масел представлен в табл. 2.



Таблица 2

Объем образования отработанного масла

№ п/п	Наименование вида отхода	Класс опасности отхода	Объем образования отхода, т/год
1	Масла дизельные отработанные	3	1,62
2	Масла промышленные отработанные	3	23,51
3	Масла трансмиссионные отработанные	3	1,08
4	Масла гидравлические отработанные, не содержащие галогены	3	11,75
Итого отработанных масел			37,96

В случае реализации Варианта 1 обращения с отработанными маслами — масла подлежат обезвреживанию на установке термического обезвреживания отходов. В данном случае учитывались: затраты на приобретение и доставку масел, закупаемых взамен отработанных; затраты на приобретение и доставку материальных ресурсов необходимых для обезвреживания (диз. топливо, электроэнергия); платежи за негативное воздействие на окружающую среду.

Для реализации Варианта 2 по обращению с отработанными маслами необходимо закупить специализированную установку вакуумной регенерации масел УВР-0,1. В данном случае учитывались капитальные затраты — затраты на приобретение и доставку установки и эксплуатационные затраты — затраты на приобретение и доставку материальных ресурсов для проведения регенерации (регенерирующий порошок, электроэнергия). Расчеты выполнялись усредненно для всех видов масел в целом по максимальным значениям расхода регенерирующего порошка и возможному максимальному времени работы установки. Также учитывались затраты на приобретение и доставку масел — учитывались потери масел после регенерации (максимально 5%), а также то, что масла регенерируются дважды, в дальнейшем обезвреживаются и взамен также необходимо приобретать масла.

Ориентировочные затраты по Варианту 1 в перспективе на 5 лет представлены в табл. 3.

Таблица 3

Ориентировочные затраты по Варианту 1

Год	Затраты на приобретение масел, руб.	Затраты на транспортирование, руб.	Затраты на обезвреживание, руб.	Плата за негативное воздействие на ОС, руб.	Итого, руб.	Итого на 1 т масла, руб.
2013	1 872 746,00	621 488,64	246 462,00	330,58	2 741 027,22	74 141,93
2014	2 060 020,60	683 637,50	271 108,20	363,64	3 015 129,94	81 556,13
2015	2 266 022,66	752 001,25	298 219,02	400,00	3 316 642,94	89 711,74
2016	2 492 624,93	827 201,38	328 040,92	440,00	3 648 307,23	98 682,91
2017	2 741 887,42	909 921,52	360 845,01	484,00	4 013 137,95	108 551,20



Ориентировочные затраты по *Варианту 2* в перспективе на 5 лет представлены в табл. 4.

Таблица 4

Ориентировочные затраты по *Варианту 2*

Год	Капитальные затраты, руб.	Эксплуатационные затраты, руб.	Затраты на покупку масел, руб.	Затраты на транспортирование масел, руб.	Итого, руб.	Итого на 1 т масла, руб.
2013	1 132 270,00	282 020,60	1 872 746,00	621 488,64	3 908 525,24	105 721,54
2014	–	444 251,61	1 565 958,00	465 341,19	2 475 550,80	66 961,07
2015	–	474 494,72	113 316,0	37 605,61	625 416,33	16 916,86
2016	–	539 450,31	676 861,00	301 357,27	1 517 668,58	41 051,35
2017	–	660 815,09	137 112,89	45 502,79	843 430,77	22 813,92

Наглядно сравнительный анализ базового (*Вариант 1*) и предлагаемого (*Вариант 2*) представлен на диаграмме 1.

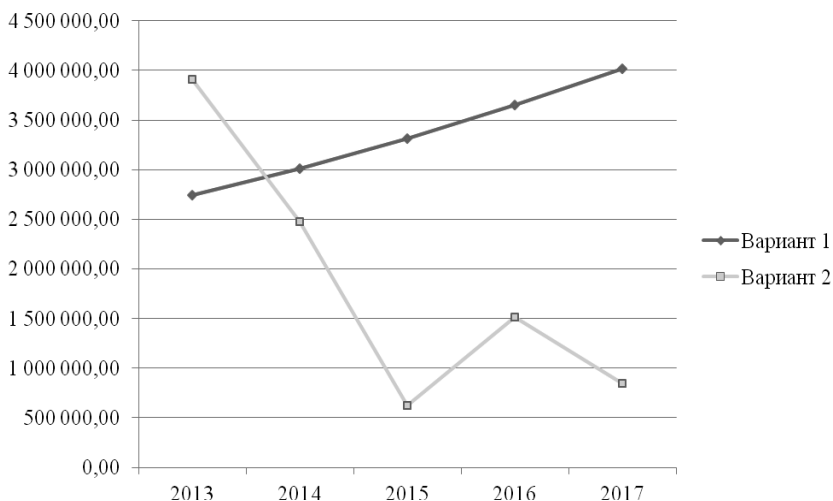


Диаграмма 1. Сравнительный анализ базового и предлагаемого варианта

Таким образом, использование установки регенерации масел позволит уменьшить количество вредных выбросов в окружающую среду, а также обеспечить повторное использование отработанных масел, при этом качество регенерированных масел практически соответствует качеству «свежих» масел. Использование УВР-0,1 обеспечит сведение к минимуму образование отходов (отработанных масел), не подлежащих дальнейшей переработке и использованию. Общий экономический эффект от внедрения УВР-0,1 за 5 лет составит 7 363 653,56 руб.