



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

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

СБОРНИК

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



МОСКВА
2013

УДК 371.84 (06)

ББК 74.2.Я7

С23

ISBN 978-5-905856-76-1

Сборник работ победителей XX юбилейного 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», 2013. — 344 с.

Настоящий Сборник включает в себя работы победителей XX юбилейного Конкурса молодежных разработок по проблемам топливно-энергетического комплекса. Награждение победителей состоялось при участии представителей Министерства энергетики Российской Федерации, НС «ИНТЕГРАЦИЯ», нефтяных и газовых компаний 18 сентября 2012 года в рамках 12-го Петербургского международного энергетического форума.

Адрес оргкомитета конференции:

129090, Москва, ул. Шепкина, д. 22

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

E-mail: eltek21@mail.ru

Интернет: www.nauka21.ru

Редакционная коллегия:

Главный редактор — Обручников А. С.

Заместитель главного редактора — Минаева Э. В.

Автор-составитель — Румянцева Е. А.

Макет, компьютерная вёрстка — ООО "Ноосфера"

Лицензия ИД 06130 от 26.10.01 выдана Министерством РФ по делам печати

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

Сдано в набор 01.11.2012. Подписано в печать 11.02.2013

Формат 60x90 $\frac{1}{16}$ Бумага офсетная. Тираж 250 экз.

Отпечатано в ЗАО «Гриф»

ISBN 590585676-1



© Министерство энергетики РФ, 2013

© НС «Интеграция», 2013

Содержание

Введение	10
Журнал автоматизированной проверки текущих уставок сигнализаций и блокировок на соответствие с регламентом	12
<i>В. П. Акишин</i> <i>ООО «Няганьгазпереработка»</i>	
Экологичные хладагенты нового поколения	14
<i>А. В. Албул</i> <i>ОАО «Газпром промгаз»</i>	
Гидротехническое сооружение для берегоукрепления промышленной площадки Варандейского терминала	19
<i>В. В. Амбаров</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Транс» ОАО «Варандейский терминал»</i>	
Оперативный контроль качества результатов количественного химического анализа	24
<i>А. А. Афанасьев</i> <i>НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти ОАО «Газпром»</i>	
Модернизация автоматизированной системы управления технологическими процессами телемеханики кустов газовых скважин берегового месторождения. . . .	26
<i>Р. В. Афанасьев</i> <i>Береговой газовый промысел ОАО «Сибирская нефтегазовая компания»</i>	
Профориентация и развитие молодежи в ОАО «Газпромнефть-ННГ»	27
<i>Р. Э. Ахметзянов</i> <i>ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»</i>	
Система интеллектуального мониторинга доступности почтовых доменов сторонних организаций	29
<i>А. П. Бежко</i> <i>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» в г Усинск</i>	
Расчет вязкости в информационных системах планирования производства и учета нефтепродуктов	36
<i>М. В. Брюханов</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ—Нижегороднефтеоргсинтез»</i>	
Создание автоматизированной системы измерения, регистрации, сбора и обработки параметров полигонных пневматических испытаний труб нового поколения	41
<i>В. М. Вайсман</i> <i>ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» филиал Инженерно-технический центр</i>	



Поиск однофазных замыканий на землю в распределительных сетях 6/10 кВ	45
<i>П. В. Вахрушев</i> <i>ООО «Удмуртэнергогаз»</i>	
Развитие молодежных инициатив (направление: «Проблемы развития творческого потенциала молодежи»)	50
<i>Т. В. Власова</i> <i>ЗАО «Тамбовнефтепродукт»</i>	
Разработка и внедрение современных экологических технологий. Установка очистки и стерилизации сточных вод на основе импульсного ускорителя электронного пучка наносекундной длительности	51
<i>Д. А. Войно</i> <i>ООО «Газпром трансгаз Томск»</i>	
Организация подземного хранилища газа (ПХГ) на истощенных объектах Сорочинской группы месторождений	55
<i>А. П. Волков</i> <i>ОАО «Оренбургнефть» НГДУ Сорочинскнефть»</i>	
Глубинная видеосъемка как эффективный метод снижения затрат на капитальный ремонт скважин	58
<i>А. А. Гудз, Э. Р. Камакаев</i> <i>ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»</i>	
Внедрение СГП-установки для переработки попутного нефтяного газа на месторождениях ЦДО «Варьеганнефтегаз»	66
<i>А. С. Деревянская</i> <i>ОАО «Варьеганнефтегаз»</i>	
Разработка и внедрение технологии проведения ГРП в морских условиях	72
<i>А. В. Дуванов, И. Р. Халимулов, А. Г. Алексеев</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Нижеволокнефть»</i>	
Разработка методики комплексной оценки эффективности эксплуатации месторождений	75
<i>О. И. Дьяченко</i> <i>ООО «РН-Пурнефтегаз»</i>	
Методы и средства повышения безопасности эксплуатации газобаллонного оборудования	84
<i>А. А. Евстифеев</i> <i>ООО «Газпром ВНИИГАЗ»</i>	
Повышение уровня промышленной безопасности за счет использования специальных технических устройств и систем видеорегистрации	87
<i>М. С. Шиян, М. В. Еременко</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»</i>	
Облагораживание бензолсодержащей фракции с целью последующего использования в качестве высокооктанового компонента товарных бензинов, отвечающих стандарту Евро-3, 4	91
<i>А. А. Журавлев</i> <i>ОАО «Куйбышевский НПЗ»</i>	



Оптимизация работы установок ЭЛОУ ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез» . . . <i>А. В. Журавлев, Р. Р. Хабибуллин</i> ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»	100
Комплексный анализ заканчивания нефтяных скважин объекта меловых отложений. . . <i>Ф. С. Завалин</i> ООО «НОВАТЭК НТЦ»	102
Разработка модернизационных работ для оборудования нагнетания и обработки скважинного флюида при освоении арктического шельфа <i>Н. В. Зинин</i> ОАО «НК» Роснефть» — « Мурманскнефтепродукт»	109
Внедрение технологического проекта ремонта и эксплуатации скважин с негерметичной колонной через пакер-гильзы. <i>О. Д. Калимулин, А. В. Маслов</i> АО ООО «АРГОС»-«Лангепасско-Покачевское управление ремонта скважин»	111
Защита информации объектов информационной и телекоммуникационной инфраструктуры АСУ ТП газовой отрасли <i>С. В. Кирсанов</i> ООО «Газпром трансгаз Томск»	114
Установка очистки насосов ЭПУ. Экономическое обоснование. <i>А. А. Клименко, Ю. Ф. Эмексизов, А. Г. Куличков</i> ООО «ЛУКОЙЛ—Коми»; ППО «ЛУКОЙЛ—Усинсксервис»	119
Определение оптимального времени отработки нагнетательных скважин на нефть . . . <i>В. А. Коротовских</i> ООО «РН-Пурнефтегаз»	124
Использование прорывной технологии сверхзвуковой газодинамической сепарации в системе подготовки газа, газового конденсата, нефти газоконденсатных и нефтяных месторождений <i>Р. В. Корытников, Д. А. Яхонтов</i> ООО «Газпром добыча Ямбург»	129
Рекультивация нарушенных земель за полярным кругом. <i>А. С. Крапивина, Г. Н. Ефименко</i> ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»; ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»	136
Литолого-фациальный анализ терригенных отложений пласта Б ₂ Сорочинско-Никольского месторождения <i>Е. С. Лопатина</i> ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр»	140
Создание единой флюидальной модели многопластового газоконденсатного месторождения <i>Д. С. Мезенцев</i> ООО «НОВАТЭК НТЦ»	146
Теплогенерирующая ветроустановка на базе объемного насоса <i>А. А. Мележик</i> ОАО «Газпром промгаз»	151



К вопросу о природоохранной деятельности организаций нефтегазового комплекса	155
<i>В. А. Мирошников, А. А. Кравцов</i> <i>Ноябрьский институт нефти и газа, г. Ноябрьск, ЯНАО</i>	
Повышение эффективности энергосбережения путём внедрения системы климатконтроля с применением геотермальных насосов в блок-боксах газовых скважин АГКМ.	157
<i>А. Н. Михайлюк</i> <i>Газопромывловое управление ООО «Газпром добыча Астрахань»</i>	
Оценка приращения минимальных рентабельных запасов, анализ рисков	159
<i>С. А. Малышев, А. И. Мониц, А. В. Мишкина</i> <i>ОАО «ТомскНИПИнефть»</i>	
Процедура контроля и управления состоянием охраны труда (ОТ) и промышленной безопасности (ПБ) на предприятии с применением современных информационных технологий при производстве работ с привлечением подрядных организаций.	167
<i>В. Н. Мурзин</i> <i>Газоперерабатывающий завод ООО «Газпром добыча Оренбург»</i>	
Пути повышения творческой активности молодёжи	170
<i>Д. В. Напалкова</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ—Волгоградэнерго»</i>	
Модернизация комплекса очистки речной воды на установке по производству метанола мощностью 40000 тонн в год	174
<i>А. Н. Настин</i> <i>ОАО «НОВАТЭК»</i>	
Снижение воздействия промышленных объектов на экологическую обстановку АГКМ	179
<i>С. Н. Низамова., Н. Г. Трусо</i> <i>Газопромывловое управление ООО «Газпром добыча Астрахань»</i>	
Сравнительный анализ работы долот и ВЗД на месторождениях Западной Сибири. Подбор ВЗД к корпусным долотам типа БИТ.	181
<i>В. В. Обухов, А. С. Лоскутов, А. Е. Осипов</i> <i>ДО ООО «АРГОС» — «Буровой инженерный сервис»</i>	
Интеллектуальная кустовая площадка	185
<i>В. С. Пашнин, Д. Б. Ёлбаров</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» ЦДНГ-10</i>	
Применение контроллеров Sam Well Manager на Покровском месторождении.	192
<i>Н. А. Пискунов</i> <i>ОАО «Оренбургнефть», ЦДНГ-1</i>	
Система баз данных «Управление отходами»	194
<i>В. В. Попов</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка»</i>	
Установка переработки газов дезтанизации	196
<i>Ю. Л. Попов</i> <i>ООО «НОВАТЭК—Пуровский ЗПК»</i>	



Развитие малой гидроэнергетики на объектах ОАО «Удмуртнефть»	199
<i>А. Н. Попов</i> <i>ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»</i>	
Дифференциальный метод подхода к использованию ингибитора гидратообразования	203
<i>А. В. Попова</i> <i>Филиал ООО «ГазпромПХГ» «Совхозное УПХГ»</i>	
Применение установки по переработке нефтешлама на объектах ОАО «НК «Роснефть»	209
<i>Е. О. Путяева</i> <i>ООО «РН-Пурнефтегаз»</i>	
Применение корректора подачи долота для увеличения механической скорости бурения и стойкости долота	213
<i>И. В. Пырков</i> <i>Департамент бурения ОАО «Оренбургнефть»</i>	
Использование теплофикационной воды для подогрева топливного газа в компрессорном цехе	215
<i>Е. В. Резвых, Е. А. Герасимчук, Д. В. Петрянкин</i> <i>ООО «Газпром трансгаз Сургут»</i>	
Внедрение процесса гидроочистки прямогонной низкикопящей бензиновой фракции на ОАО «Саратовский НПЗ»	218
<i>О. М. Рязанова</i> <i>ОАО «Саратовский НПЗ»</i>	
Совершенствование процесса профориентационного мониторинга перспективной молодежи в организации	223
<i>Саматова Ю. Е.</i> <i>Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта</i>	
Применение процесса окисления в производстве дизельного топлива с улучшенными эксплуатационными свойствами	229
<i>О. В. Старикова</i> <i>ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»</i>	
Разработка вариантов снижения содержания бензола в риформате до уровня евро-стандартов на примере типовой установки каталитического риформинга	234
<i>А. Ю. Стольникова</i> <i>ОмГУ им. Ф. М. Достоевского</i>	
Комплексный подход к созданию геолого-технологической модели зоны ПТВ пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения для оценки эффективности применения термических методов увеличения нефтеотдачи пластов	242
<i>Е. Н. Тараскин, К. В. Пчела, С. А. Прокушева</i> <i>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть» в г. Ухте</i>	
Повышение качества анализа риска путем построения деревьев отказов	248
<i>Д. А. Тарасюк, Ю. В. Писаренко</i> <i>ООО «НК «Роснефть» — Научно-технический центр</i>	



Гидродинамические исследования скважин в решении вопроса регулирования разработки участка Сугмутского месторождения, разрабатываемого ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»	252
<i>М. Н. Тимофеева, Э. И. Мусабилова</i> <i>Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТюмГНГУ</i>	
Повышение надежности работы оборудования, отделения экстракции установки осушки СУГ УСФК-2. Новые решения для Пуровского ЗПК.	258
<i>А. Г. Тихонов</i> <i>ООО «НОВАТЭК—Пуровский ЗПК»</i>	
Использование регенерированных катализаторов гидроочистки в режиме гидрокрекинга.	264
<i>В. А. Тресков, С. Н. Петрованов</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»</i>	
Генерация электроэнергии собственной газотурбинной электростанцией с утилизацией тепла	267
<i>А. Ю. Устинов, Э. Д. Халилов</i> <i>Филиал ООО «АРГОС»—СУМР</i>	
Технико-экономическое обоснование строительства многоствольных скважин.	271
<i>М. М. Фаттахов</i> <i>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени</i>	
Альтернативный метод подключения к трубопроводам	279
<i>А. А. Фирсов</i> <i>ООО «РН-Юганскнефтегаз»</i>	
Решение проблем транспортировки отбензиненного газа. Дожимная компрессорная станция	284
<i>Д. А. Фоменко, Р. А. Сухов</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Коробковский газоперерабатывающий завод»</i>	
Технология одновременно-раздельной добычи нефти и закачки воды	287
<i>К. Ю. Фомин</i> <i>ОАО «Самотлорнефтегаз»</i>	
Обеспечение надежной передачи оперативно-диспетчерской и административной информации на территориально-распределённом предприятии по транспортировке газа ООО «Газпром трансгаз Югорск»	292
<i>С. В. Христов</i> <i>ООО «Газпром трансгаз Югорск» УТС «Югорскгазтелеком»</i>	
Прямое питание установки получения водорода.	296
<i>А. А. Цыбенко</i> <i>ОАО «Саратовский НПЗ»</i>	
Применение ГИС технологий и гидродинамического моделирования для повышения эффективности санации природной среды территории ООО «РН—Туапсенефтепродукт»	300
<i>А. С. Чепрасова</i> <i>ООО «РН—Туапсенефтепродукт»</i>	



Проблемы развития творческого потенциала молодого специалиста-проектировщика	305
<i>Л. Л. Черемисин</i> <i>ОАО «Гипрогазцентр»</i>	
Внедрение технологии очистки печных труб от коксоотложений методом отслаивания на установке замедленного коксования типа 21–10/7	308
<i>А. В. Чубуков, Д. С. Богданов, Д. В. Шубочкин, В. Н. Чиченков</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»</i>	
Разработка программного обеспечения для расчёта нестандартных отводов и переходов технологических трубопроводов	313
<i>М. А. Шаповалов, А. А. Поздняков, М. В. Бестужевский</i> <i>ОАО «Самаранефтехимпроект»</i>	
Увеличение притока высокообразованной и мотивированной молодежи на работу в ОАО «НК «Роснефть»	316
<i>А. О. Шафикова</i> <i>Управление по региональной политике ООО «РН-Пурнефтегаз»</i>	
Методика идентификации опасностей и оценки рисков ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» как основа системы управления охраной труда и промышленной безопасностью	324
<i>К. А. Шемякина</i> <i>ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»</i>	
Краткий анализ состояния разработки Средне-Итурского месторождения	329
<i>Н. А. Шоховцова</i> <i>ГОУ СПО «Ноябрьский колледж профессиональных и информационных технологий»</i>	
Петрофизические аспекты моделирования насыщенности в зависимости от высоты над ЗСВ	332
<i>Е. В. Шкунов</i> <i>ООО «НОВАТЭК-НТЦ»</i>	
Совершенствование технологии сернокислотного алкилирования.	339
<i>М. В. Шураев</i> <i>ОАО «Куйбышевский НПЗ»</i>	
Перспективы внедрения внутрискважинного газлифта на Верхнеколик-Еганском месторождении	343
<i>Р. В. Кевлич</i> <i>ОАО «Варьеганнефтегаз»</i>	

Введение

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

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

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

Конкурсные работы связаны с современными тенденциями развития новых видов оборудования, контрольно-измерительных и аналитических приборов для нефтегазового комплекса, совершенствованием технологических процессов, решением проблем охраны окружающей среды, автоматизацией процессов с разработкой компьютерных программ, использованием интеллектуальной собственности в хозяйственной деятельности предприятий, ремонтом и диагностикой оборудования, промыслово-геологическими исследова-



дованиями, комплексными обследованиями с целью повышения надежности и сроков службы оборудования, решением правовых аспектов освоения природных ресурсов, реализацией готовой продукции, созданием и выполнением программ по организации молодежной политики, разработкой методик определения трудового потенциала на предприятиях и др.

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

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

В настоящее время проходит ежегодный XXI Конкурс на лучшую молодежную научно-техническую разработку по проблемам топливно-энергетического комплекса под девизом «Меня оценят в XXI веке».

Журнал автоматизированной проверки текущих уставок сигнализаций и блокировок на соответствие с регламентом

В. П. Акишин

ООО «Няганьгазпереработка»

В соответствии с требованиями правил производственной безопасности предприятия необходимо 1 раз в месяц проводить проверку текущих значений уставок сигнализаций и блокировок. Проверка необходима для выявления несанкционированных расхождений между текущими значениями и значениями, указанными в регламенте.

Для проверки одного параметра необходимо около двух минут, чтобы

- найти параметр на одной из более 200 видеogramм;
- открыть окно контура параметра;
- записать текущие значения в акт проверки;
- проверить на соответствие с регламентом.

Количество сигнализируемых параметров по регламенту:

УПГ-1	251
НТК-1	134
УПГ-2	246
НТК-2	128
УПП	22
ПХУ	133
ВСЕГО	914

Итого 30 часов на проверку всех сигнализаций и блокировок каждый месяц.

Недостатки существующей системы проверки сигнализаций и блокировок:

- большие временные затраты на проверку;
- низкая эффективность использования трудового времени;
- повышенная сложность проверки;
- низкая надежность выявления несанкционированных уставок;
- повышенный риск аварии;
- высокий человеческий фактор.

Цели работы:

1. Автоматизировать рутинную работу:

- сбор информации о текущих сигнализациях и блокировках всех необходимых параметров;



- проверку текущих уставок сигнализаций и блокировок на соответствие с регламентом.
- 2. Обеспечить возможность ведения истории изменения уставок сигнализаций и блокировок.

Журнал автоматизированной проверки содержит:

- выбор даты и времени опроса;
- кнопка получения значений уставок;
- кнопка печати отчета;
- текущие значения сигнализаций и блокировок;
- регламентные значения сигнализаций и блокировок;
- комментарий о причине изменения уставок с возможностью редактирования;
- автоматическое выделение несоответствий;
- выбор проверяемого объекта.

Дополнительные возможности:

- просмотр истории изменения уставок в виде графиков;
- хранение исторических данных более 10 лет;
- запись данных в базу происходит только при изменении значения уставки.

Действия проверяющего:

1. Открыть журнал.
2. Выбрать проверяемый объект.
3. Нажать кнопку «Получить данные»
4. Нажать кнопку «Печать»

Для печати отчетов по всем объектам и проверки уставок необходимо не более 30 минут.

Предлагаемая система проверки сигнализаций и блокировок внедрена и работает на ООО «Няганьгазпереработка». Реализуема на всех предприятиях с АСУТП «METSO-DNA».

Для внедрения необходимо:

- загрузить разработанные алгоритмы сбора данных а АСУТП;
- скопировать разработанную программу на инфо-сервер АСУТП;
- произвести необходимые настройки алгоритмов и программы

Экономический эффект

Согласно декларации промышленной безопасности площадки газоперерабатывающего завода ООО «Няганьгазпереработка», материальный (прямой) ущерб от потери и повреждения основных фондов и продуктов на ГПЗ составит около 1250 млн.руб. В результате анализ основных причин произошедших аварий выявлено, что ошибка оператора составляет 20% от общего количества потерь, возникающих в результате аварии.

Внедрение проекта минимизирует ошибки оператора, в результате которых может произойти авария.

Экономическая эффективность по снижению рисков при этом составит примерно 250 млн.руб (20% от 1250 млн.руб).



Выводы

В результате внедрения Журнала автоматизированной проверки текущих уставок сигнализаций и блокировок:

- увеличилась эффективность использования трудового времени с 60 человеко-часов до 0,5 человеко-часов;
- снизились годовые затраты с 219,36 до 1,8 тыс.руб;
- повысилось качество проверки;
- исключен человеческий фактор;
- снижен риск аварий;
- повысилась производственная безопасность.

Экологичные хладагенты нового поколения

А. В. Албул

ОАО «Газпром промгаз»

Хладагенты четвертого поколения

С 2010 года в мире намечается тенденция активного использования хладагентов четвертого поколения, имеющих высокую эффективность, не влияющих на озоновый слой и оказывающих минимальное воздействие на глобальное потепление (рис. 1).

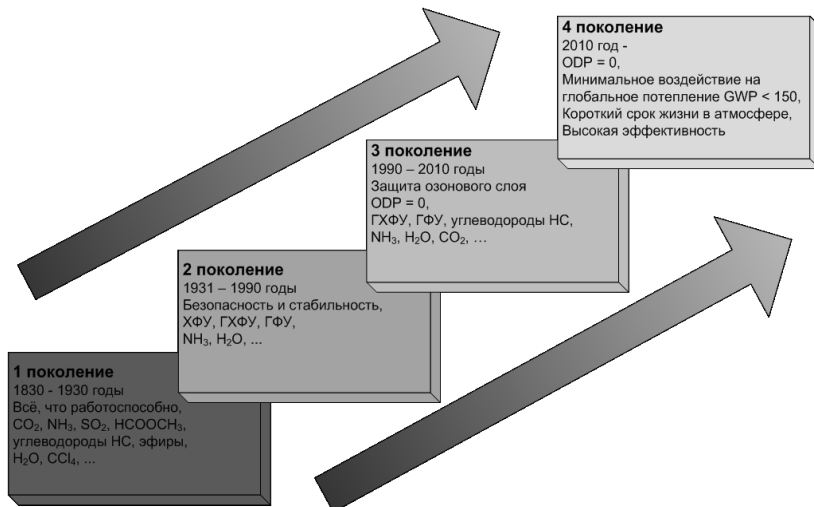


Рис. 1. История развития хладагентов

В отношении автомобилестроения директивы Европейского Сообщества о фтористых газах (F-gas) предписывают что, начиная с 1.1.2011, на новых моделях автомобилей, а с 1.1.2017 на всех новых автомобилях



не могут устанавливаться кондиционеры на хладагентах с потенциалом влияния на глобальное потепление GWP более 150.

Этим требованиям удовлетворят хладагенты CO_2 (R744) и изомеры на основе фтористых пропиленов, например, R-1234yf. Хладагенты CO_2 можно использовать только в закритическом цикле, что потребует существенной переделки системы кондиционирования автомобилей, а их эксплуатация потребует больших энергетических затрат, бензина и будет сопровождаться значительными выбросами парниковых газов. Хладагент R-1234yf относится к четвертому поколению, имеет очень низкий показатель GWP (равный 4) и низкую степень воспламеняемости, практически нетоксичен. Среди изомеров на основе фтористых пропиленов он является наиболее готовым к коммерческому использованию.

Однако и хладагент R-1234yf не обеспечивает всех потребностей систем, использующих хладагенты. Для сравнения — его критическая температура 96°C на 5 градусов ниже, чем у R-134a (табл. 1). Следовательно, его применение в высокотемпературных тепловых насосах для систем теплоснабжения будет менее эффективным, чем в системах кондиционирования, где уровень рабочих температур существенно меньше. Применимость тех или иных хладагентов в существенной степени зависит от области их дальнейшего использования: в бытовых кондиционерах, автомобильных кондиционерах или высокотемпературных тепловых насосах.

Ожидается, что вслед за кондиционерами автомобилей новые экологичные хладагенты будет предписано применять для стационарных систем кондиционирования, тепловых насосов и холодильных машин.

Следовательно, потенциальный рынок для новых экологичных хладагентов — это полная замена всех озоноразрушающих веществ (ОРВ), переходных ОРВ, а также озонобезопасных хладагентов в тепловых насосах, в промышленных холодильных машинах и бытовых холодильниках, в системах кондиционирования зданий и автомобилей. В последующем новые материалы на основе фтора, не влияющие на глобальное потепление, могут найти применение для систем пожаротушения, производства пеноматериалов в строительстве и т.д.

Замена хладагентов второго и третьего поколений со средним $\text{GWP}=1500$ на хладагенты четвертого поколения с минимальным влиянием на глобальное потепление ($\text{GWP}<150$) снизит выбросы парниковых газов на 150 млн. т в пересчете на CO_2 .

Таким образом, необходимо найти новые хладагенты четвертого поколения с $\text{GWP} < 150$, которые являются нетоксичными и невзрывоопасными, спрогнозировать и подтвердить их термодинамические свойства, разработать и внедрить технологии их производства, оценить их энергетическую и экологическую эффективность, как заменителей хладагентов третьего поколения.

Зависимость характеристик высокотемпературного теплового насоса от применяемого хладагента

Рассматривается применение двухступенчатого теплового насоса мощностью 17 МВт, работающего на хладагенте R-134a (1,1,1,2-тетрафторэтан $\text{CH}_2\text{F}-\text{CF}_3$), не влияющем на озоновый слой. Его критическая температура 101.08°C , давление 40.603 бар, $\text{GWP} = 1340$ по сравнению



с CO_2 . В качестве источника тепла для теплового насоса рассматриваются сточные воды.

На рис. 1 представлена схема теплового насоса с температурой в испарителе 3.5°C и в конденсаторе 90.1°C .

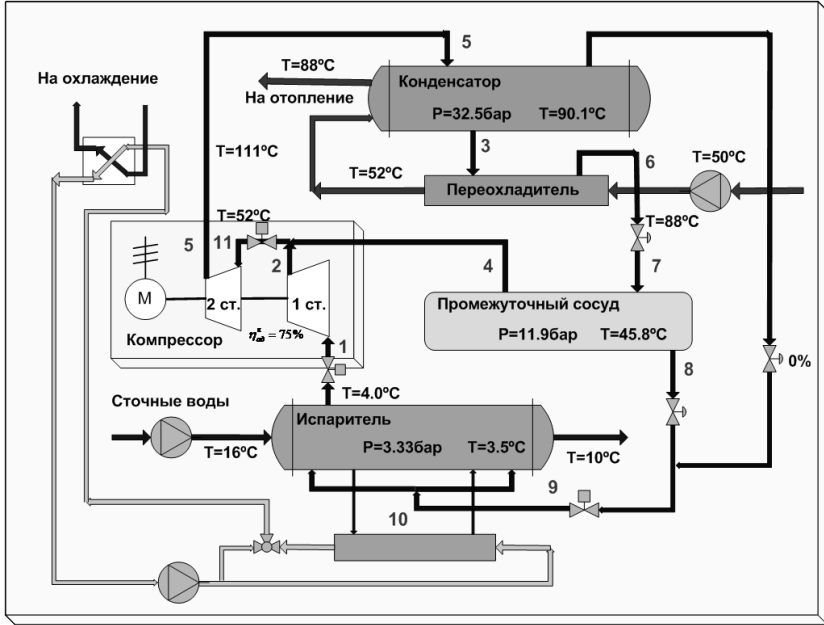


Рис. 1. Тепловая схема высокотемпературного теплового насоса при использовании тепла сточных вод

В таблице 1 приводятся характеристики высокотемпературных тепловых насосов при работе на новых экологических хладагентах и на R-134a. В табл. 1 исходные данные по рассматриваемым фтористым пропиленам взяты из различных источников: R-1234yf, R-1234ze (E), R-1243zf, R-1234ye (E).

К положительным качествам новых хладагентов можно отнести более высокую критическую температуру (за исключением R1234yf), больший объемный расход в обеих ступенях компрессора, более высокие коэффициенты трансформации тепла, коэффициент сжимаемости в 1-й ступени компрессора ближе к 1.

Но есть и существенные негативные особенности хладагентов на основе фтористых пропиленов: меньшая удельная теплопроизводительность в конденсаторе $\Delta h_{\text{конд}}$ на каждый кг хладагента, меньшая объемная тепловая производительность VHC и холодопроизводительность VCC, меньшая тепловая мощность теплового насоса $Q_{\text{конд}}$ при одинаковых конструктивных характеристиках.



Таблица 1

**Сравнение характеристик высокотемпературного теплового насоса
при его работе на новых экологических хладагентах**

Хладагент	R-134a	R-1243zf	R-1243ze (E)	R-1243ye (E)	R-1234yf
Потенциал глобального потепления GWP	1340	3	–	6	4
Молярный вес μ (кг/кмоль)	102.03	96.05	114.04	114.04	114.04
Ацентрический фактор, ω	0.3268	0.305	0.296	0.29	0.2780
Температура кипения при атмосферном давлении T_b , К	247.09	251.65	253.92	251.15	243.80
Критическая температура T_c , К	374.23	376.2	382.51	379.85	367.85
Критическое давление P_c , бар	40.60	38	36.32	35.34	33.75
Теплоемкость C_p , кДж/(кмоль·К)	85.0	88.3	93.1	94.4	98.9
$\tau = T_c / T_{c_{R-134a}}$	1	1.005	1.022	1.015	0.983
$AF = \omega / \omega_{R-134a}$	1	0.933	0.906	0.887	0.851
$CP = C_p / C_{p_{R-134a}}$	1	1.039	1.095	1.111	1.164
Тепловой насос					
Тепловая мощность конденсатора $Q_{конд}$, кВт	17000	15260	12540	13670	10412
Мощность испарителя $Q_{исп}$, кВт	9852	8605	7178	8076	4747
Потребляемая мощность N_y , кВт	7294	6903	5811	6069	6079
Коэффициент трансформации COP, μ	2.331	2.211	2.158	2.252	1.713
Расход в нижнем цикле G_L , кг/с	73.08	64.1	58.0	67.9	43.2
Расход в верхнем цикле G_H , кг/с	134.06	157.6	114.8	143.0	152.6
Отношение G_H/G_L	1.834	2.459	1.980	2.107	3.535
Удельный расход тепла в конденсаторе $\Delta h_{конд}$, кДж/кг	126.81	96.8	109.2	95.6	68.3
Объемная теплопроизводительность в конд-ре VHC, кДж/м ³	2065	1344	1480	1372	1320
Удельный объем v_1 , м ³ /кг	0.0614	0.0721	0.0738	0.0697	0.0517
Объемный расход 1 ступ. V_1 , м ³ /с	4.487	4.620	4.280	4.731	2.231
Удельный расход тепла в испарителе $\Delta h_{исп}$, кДж/кг	134.8	134.2	123.8	119.0	110.0
Объемная холодопр. VCC, кДж/м ³	2195	1863	1677	1707	2127



Объемный расход 2 ступ V_{11} , м ³ /с	2.453	3.185	2.422	2.874	2.564
<i>1 ступень компрессора</i>					
Кoeff-т сжимаемости газа Z	0.906	0.919	0.927	0.922	0.901
Показатель адиабаты k	1.180	1.104	1.094	1.089	1.091
Скорость звука a , м/с	155.2	155.9	143.0	142.4	140.8
Скорость газа u_2 , м/с	206.0	212.1	196.5	217.2	102.4
Число Маха $Mu = u_2 / a$	1.327	1.360	1.374	1.525	0.727
Степень повышения давления ϵ_1	3.566	3.548	3.587	3.518	3.212
Число оборотов, 1/с	139.6	140.2	128.6	128.0	149.1
Соотношение плотностей, $k_{v1} = v_1 / v_2$	1.799	1.852	1.860	1.896	2.34
<i>2 ступень компрессора</i>					
Скорость газа u_2 , м/с	144.6	145.2	133.3	132.7	154.5
Число Маха Mu	0.916	0.934	0.920	0.925	1.104
Степень повышения давления ϵ_2	2.740	2.732	2.762	2.740	2.896
Соотношение плотностей $k_{v2} = v_{11} / v_5$	1.382	1.416	1.371	1.410	1.624

По итогам расчетов в качестве основного хладагента, альтернативного R-134a, рекомендуется к использованию в первую очередь R-1243zf. Он обладает максимальной тепловой нагрузкой теплового насоса $Q_{\text{конд}}$ во многом благодаря максимальной скорости звука, компенсирующей негативное снижение объемной теплопроизводительности, давно используется и применяется при получении полимеров. Он имеет также некоторые недостатки, например, R-1243zf — горюч. Можно предположить, что его влияние на глобальное потепление незначительно ($GWP = 3$).

Вторым по итогам расчета принимается R-1234ye (E). Можно предположить, что по влиянию на глобальное потепление он будет близок к R-1234yf, для которого $GWP = 4$. Но его $Q_{\text{конд}}$ существенно меньше. Третьим по энергетической эффективности идет хладагент R-1234ze (E). Хладагент R-1234yf не может быть рекомендован к применению в высокотемпературных тепловых насосах из-за относительно низкой критической температуры.

Возможные пути производства хладагентов нового поколения на предприятиях ОАО «Газпром»

Для промышленной реализации производства новых экологических хладагентов из природного газа и продуктов газопереработки предлагается технологическая цепочка: природный газ — выделение этана и пропана — производство этилена — производство гидрохлорпропиленов — производство гидрофторпропиленов заданного состава.



Производственной площадкой для ее реализации может служить Оренбургский гелиевый завод (ОГЗ) и Оренбургский газоперерабатывающий завод (ОГПЗ).

На Оренбургском ГПЗ и ОГЗ производится очистка и разделение газа с выделением гелия, этана, пропана, бутана, широкой фракции легких углеводородов и др. Этановая фракция по этанопроводам «Оренбург—Казань» и «Оренбург—Салават» поступает на ОАО «Казаньоргсинтез» и ОАО «Газпром нефтехим Салават». В программе технического развития ОГЗ в перспективе предусматривается строительство установки производства этилена из собственного этана.

Гидротехническое сооружение для берегоукрепления промышленной площадки Варандейского терминала

В. В. Амбаров

ООО «ЛУКОЙЛ-Транс» ОАО «Варандейский терминал»

Период с конца XX века по настоящее время характеризуется глобальными изменениями природных процессов, в том числе, и на границе контакта «суша—море». Особенно остро данные явления проявляются на побережьях арктических морей. Одним из ярких примеров является поселок Варандей, расположенный на побережье Баренцева моря, в 1993 году был признан из-за размыва морской береговой линии, разрушения сооружений зоной стихийного бедствия. Волновыми процессами, в конечном итоге, с конца 80-х до 2000-х глубина размыва достигла до 250–320 м. Актуальность данной проблемы особенно возросла после событий 24 июля 2010 года (рис. 1, 2).



Рис. 1. Последствия волнового воздействия на дорогу Варандейский терминал—Морской причал



Рис. 2. Разрушительный эффект от шторма на здание морского порта Варандей

И никто не сможет дать гарантии, что подобных событий не произойдет в будущем, поэтому возможность последствий надо исключать на стадии проектирования. Из вышеизложенного следует вывод, что освоение прибрежных зон и мелководного шельфа на нефть и газ в Арктике с помощью традиционных методов и технологий невозможно, а значит, существует потребность в разработке новых технических решений.

Предлагаемое в данной работе техническое решение относится к гидротехническому строительству и предназначено для защиты от затопления прибрежных территорий и сооружений, разрушения волнами, подводными течениями, подвижками ледяных полей береговых линий (террас, откосов) в арктических морях.

Отличительные признаки элементов заявляемого решения и особенности строительства

Известен способ защиты береговых откосов от разрушения (аналог), предусматривающий повышение их устойчивости. Он предусматривает заглубление в грунты приурезовой зоны водоёмов оснований откосов с армирующими элементами, укладки в них почвы и посадочного материала. К недостаткам способа следует отнести отсутствие защиты средней и верхней частей береговых откосов (склонов) от водной эрозии. Способ не учитывает краткосрочных и долгосрочных изменений гидрологических и гидрогеологических уровней вод в водоёмах и береговых откосах, низкий уровень устойчивости береговых склонов, развитие оползневых процессов. Этот способ применим только для пологих грунтовых склонов.

Известен способ защиты береговых откосов от изменений в них уровня грунтовых вод (УГВ), включающей использование дренажных систем (аналог). К недостаткам способа следует отнести: применение для откосов дорогостоящих водоотводящих труб, трудоёмкость укладки дре-



нажных элементов в тело дамбы (грунтового откоса), извлечение воды из дренажных труб, колодцев с применением насосных станций.

Известен раздельный способ строительства грунтовой дамбы с противофильтрационной диафрагмой (аналог). Он включает строительство тела дамбы, устройство в ней траншеи, заполнение их глинистым раствором и другими противофильтрационными материалами. Недостатками способа являются: сложность строительных операций, стоимость капитальных затрат при сооружении противофильтрационных завес, необходимых для защиты от размыва в периоды шторма откосов дамб водой.

Известен способ строительства в северных регионах России защитных дамб, дорог (дорожных конструкций), других земляных сооружений, предусматривающий выполнение трёх этапов работ (прототип). В начале строительства отсыпают песчаное основание под дамбу толщиной 0,2–0,3 метра. На нём из искусственного щебня (грунта, отверждённого «тяжёлой» нефтью) возводят дренирующий слой высотой 0,3–0,4 м. Затем, на поверхности дренирующего слоя укладывают теплогидроизолированные плиты толщиной 0,18–0,2 м заводского изготовления. Швы между плитами заливают глинистым раствором, покрывают смесь нефтяных отходов, создают нижнюю часть теплогидроизолирующей обоймы с уклонами от оснований откосов к оси земляного полотна и зазором для стока воды из земляного полотна. На втором этапе производят послойную с уплотнением отсыпку дамбы до проектных отметок, укладку на её откосах плит с заливкой раствором швов, и их изоляцией смесью нефтяных отходов. На поверхности дамбы из плит создают верхнюю часть гидроизолирующей обоймы, которую одновременно используют как упрочнённый подстилающий слой для рабочего покрытия (рабочей одежды) дамбы. В случаях его применения для защиты от затопления территорий, исключения разрушений береговых откосов грунтового (земляного) сооружения подводными течениями, подвижками льда в арктических морях.

К недостаткам прототипа относятся следующие:

- низкая надёжность герметизации швов между плитами обоймы;
- резкое снижение прочностных, деформационных свойств тела дамбы;
- поступление в нижнюю часть обоймы дамбы потоков воды в случаях колебаний УГВ, как в береговом откосе, так и в водоёме;
- неудовлетворительные прочностные показатели восприятия дамбой штормовых и ледовых нагрузок.

При строительстве дамб на береговых откосах арктических морей предлагаемый способ позволяет защитить прилегающие к ним территории, сооружения от затопления и разрушения, обеспечить промышленно-экологическую безопасность осваиваемых районов. Способ при оптимальных затратах, наряду с защитой сооружений, береговой черты шельфа включает применение дамб в качестве дорог и аэродромных полос.

К отличительным признакам заявляемого решения относятся:

- строительство, эксплуатация дамб может осуществляться при резких колебаниях уровня вод в береговых откосах и водоёмах;
- изготовление основных элементов гидротехнического сооружения производится непосредственно в осваиваемом районе;



- упрочнение тела дамбы обоймой из отверждаемой грунтовой смеси, сетками, «жесткой» стержневой арматурой позволяет при штормовых, ледовых воздействиях на сооружение обеспечить надёжность его эксплуатации дамбы на побережьях арктических морей;
- наличие в нижней части изолирующей обоймы водосборного коллектора и водосбросных труб позволяет поддерживать в теле грунтовой насыпи постоянный влажностный режим, и, в целом, прочностные и деформационные свойства дамбы при эксплуатации на морском побережье;
- строительство дамб на береговых откосах арктических морей при максимальном использовании местных строительных материалов, оптимальных затратах позволяет одновременно использовать дамбу в качестве защитного гидротехнического сооружения и дороги, соблюдать безопасность при эксплуатации в условиях штормовых и ледовых воздействий.

Заявляемое техническое решение, имеющее вышеприведенные отличия от аналогов и прототипа, соответствует критерию «новизны».

По отношению к прототипу отличительные признаки предлагаемого способа позволяют исключить затраты на изготовление плит для изоляционной обоймы в заводских условиях, доставку их в район строительства. За счёт изготовления на месте искусственного щебня, использования его при возведении дренирующих слоёв в теле дамбы, упрочнения её обоймой, из отверждаемой грунтовой смеси, сетками и «жесткой» стержневой арматурой, в осваиваемом районе обеспечивается промышленно-экологическая безопасность эксплуатации гидротехнического сооружения. Дамба, наряду с функциями защитного на морских побережьях сооружения, может успешно использоваться в качестве дорог, взлётно-посадочных полос с продлёнными сроками эксплуатации. Следовательно, заявляемое техническое решение соответствует критерию «положительный эффект».

Признаки, отличающие заявляемое решение от прототипа, не выявлены в других решениях при изучении данной и смежных областей техники, следовательно, оно соответствует критерию «существенные отличия».

Конструктивные особенности и эксплуатация

Заявляемое научно-техническое решение (рис. 3) реализуется следующим образом.

После отсыпки песчаного основания 1 толщиной 0,2...0,3м укладывают слой искусственного щебня 2 (грунта, отверждённого «тяжёлой» нефтью) на высоту 0,3...0,4 метра. Затем на поверхность слоя 2 с уклонами 2...3% из заранее приготовленной смеси «тяжёлой» нефти с грунтом возводят нижнюю часть обоймы 3. Обойму 3 в средней части армируют стальными сетками 4. Для сброса воды в нижней части обоймы 3 укладывают водоприёмный коллектор 5 и водосточные трубы 6. При этом трубы 6 укладывают в направлении приурезового откоса дамбы. Затем послойно с уплотнением возводят грунтовую дамбу 7 до проектных отметок, закрепляют её откосы, верхнюю поверхность упрочнённой, изолирующей

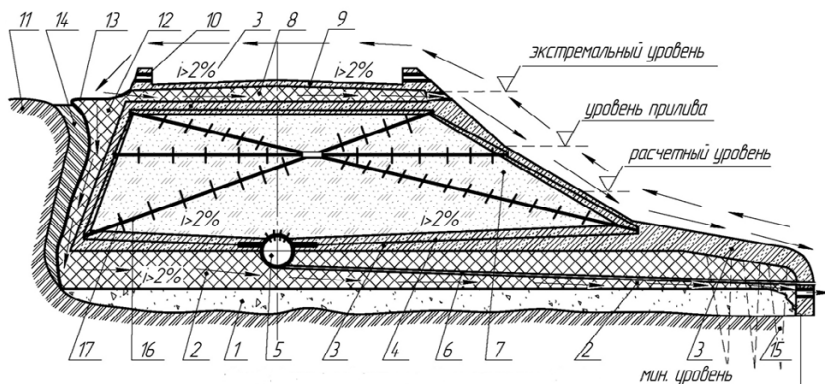


Рис. 3. Поперечный разрез гидротехнической дамбы

шей обоймой 3, армированной стальными сетками 4. В целом, тело дамбы 7 пространственно упрочняют «жёсткой» стержневой арматурой 16 и анкерными пластинами 17. На поверхности обоймы 3 укладывают слой искусственного щебня 8 и рабочую дорожную одежду 9. Дорожную одежду 9 оснащают бордюрами 10 с отверстиями для пропуска атмосферных и морских вод. На заключительном этапе строительства сооружения на поверхности откоса 11, примыкающего к берегу, дополнительно размещают дренирующий слой искусственного щебня 12 мощностью 0,3...0,9 м, с одновременным размещением фильтрующей синтетической ткани 13, а потом засыпают полость между береговым откосом 11 и тканью 13 местным грунтом 14. В зоне контакта нижней части приурезового откоса с песчаным пляжем 15 отсыпают слой искусственного щебня толщиной 0,3–0,4 м и защищают его поверхность от заиливания, размыва прибрежными водами упрочнённым слоем грунта 3. Нижнюю часть приурезового откоса для защиты от подвижек ледяных полей дополнительно закрепляют к донным отложениям анкерами из упрочнённого «тяжёлой» нефтью грунта.

Предлагаемое решение позволяет исключить применение дорогостоящих дорожно-строительных материалов, а также на 30–40% снизить объёмы земляных, транспортных работ, площадь землеотводов при строительстве гидротехнических сооружений.

Эксплуатация дамбы позволяет защитить прибрежные территории, сооружения, береговые откосы от затопления, разрушения в случаях воздействия на них экстремальных штормовых и ледовых нагрузок. В летние штормовые периоды морская вода, достигая верхней точки приурезового откоса, проходя через дренирующие слои искусственного щебня, размещённого в верхней части, основании дамбы, резко теряя свою разрушительную энергию, сбрасывается обратно в море. При весенних подвижках ледяных полей на дамбу происходит перемещение льдин по пологому склону приурезового откоса к верхней части сооружения и аккумуляция льда на верхних террасах побережья. В начале летнего периода происходит таяние льда и сброс по дренам воды в море.



Заключение

В данной научно-технической работе предложено предельно повысить ответственность и требования к объектам инфраструктуры промышленных площадок, расположенных в прибрежных зонах арктических морей. Одним из таких объектов является рассмотренное в данной работе решение для предупреждения дальнейшего размыва и волнового воздействия на морской берег в районе технологической площадки Варандейского терминала.

Оперативный контроль качества результатов количественного химического анализа

А. А. Афанасьев

НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти ОАО «Газпром»

Контроль показателей качества результатов количественного химического анализа проводят с целью обеспечения гарантируемой точности результатов КХА в процессе текущих измерений на основе признания соответствия характеристик погрешности результатов количественного химического анализа, выполняемых для целей контроля, приписанным (допускаемым) характеристикам погрешности.

Внутренний контроль предусматривает реализацию внутреннего оперативного контроля сходимости, воспроизводимости и точности.

Внутренний оперативный контроль показателей качества результатов количественного химического анализа (сходимости, воспроизводимости, правильности, точности) осуществляют с целью получения оперативной информации о качестве этих анализов и принятие при необходимости оперативных мер по его повышению.

Существуют алгоритмы контроля и соответствующие им нормативы контроля.

Все алгоритмы контроля предполагают проведение нескольких измерений содержания какого либо компонента в пробе. Проводят рабочее и контрольное измерение.

Далее вычисляют разность между результатами контрольного и рабочего измерения содержания определяемого компонента в пробе. Полученную разность сравнивают с нормативом контроля.

Если эта разность не выходит за пределы норматива контроля, то результат измерений признают удовлетворительным и его можно использовать для определения содержания компонента в пробе.

Чтобы облегчить эту задачу и по возможности избежать ошибок, была создана программа, смысл которой заключается в автоматическом расчёте нормативов оперативного контроля.

Программа предназначена для использования в химической лаборатории для автоматизации оперативного контроля качества результатов количественного химического анализа, в первую очередь на объектах газовой промышленности.



Анализируемые объекты:

- Природный газ
- Сточная вода
- Природная вода

Методы контроля:

- Контроль характеристики сходимости результатов КХА
- Контроль характеристики воспроизводимости результатов КХА
- Метод разбавления рабочих проб
- Метод добавок
- Метод с использованием стандартных образцов для контроля
- Метод добавок в сочетании с методом разбавления.

Функциональные возможности:

- Ввод данных и их редактирование в табличном виде и в виде форм
- Выдача информации на экран и на печать в отсортированном и/или фильтрованном виде с возможностью указания способа сортировки и фильтрации
- Организация удобного поиска данных с помощью указания стандартных условий
- Выполнение расчетов в соответствии с методами внутрилабораторного оперативного контроля характеристик погрешности
- Периодическое удаление неактуальной информации из БД (в ручном либо автоматическом режиме).

Программа позволяет:

- Выполнять расчет нормативов оперативного контроля
- Добавлять новые компоненты
- Просматривать БД
- Добавлять значения характеристик погрешностей
- Оформлять отчетную документацию
- Добавлять новые объекты КХА
- Добавлять новые методы анализа
- Добавлять новых исполнителей

Программа имеет минимальные системные требования и позволяет существенно облегчить труд инженеров химических лабораторий, связанный с расчетом нормативов оперативного контроля и ведением отчетной документации.



Модернизация автоматизированной системы управления технологическими процессами телемеханики кустов газовых скважин берегового месторождения

Р. В. Афанасьев

Береговой газовый промысел ОАО «Сибирская нефтегазовая компания»

Контролировать работу огромного количества газовых скважин на месторождении, которые находятся на большом расстоянии друг от друга, позволяет система телемеханики кустов газовых скважин. Система телемеханики кустов газовых скважин является единственным источником информации основных параметров скважины — температура, давление, расход. Эти параметры очень важны для работы промысла в целом.

Измерение расхода происходит методом стандартных сужающих устройств с помощью диафрагмы. При определенных термобарических условиях образуются гидраты метана, гидраты появляются в кольцевых камерах сужающего устройства и через импульсные линии могут пережать измерительные мембраны сенсора измерительного прибора дебита скважины, в итоге вывести его из строя. Так же гидраты искажают показания расхода. Для борьбы с гидратообразованием, поддерживают температуру выше температуры гидратообразования с помощью нагревательных элементов. В процессе эксплуатации системы телемеханики выявилась низкая надежность блока управления обогревом шкафа, измерения дебита скважины. Для замены блока управления требовались операции по демонтажу и монтажу нагревательных элементов и измерительного прибора — это занимало не малое время, особенно зимой в сильные морозы. В течение этого времени скважина оставалась без наблюдения с автоматизированного рабочего места оператора промысла, терялась оперативность в управлении подачи ингибитора. Возникла необходимость повышения надежности блока управления обогревом шкафа измерения дебита скважины.

Было принято решение убрать блок управления обогревом шкафа измерения дебита скважины и управлять нагревающим элементом с помощью контроллера куста газовых скважин, который входит в систему телемеханики кустов газовых скважин. Система телемеханики реализована на базе контроллеров серии СТН-3000 фирмы Bristol Babcock. Система строится по иерархической многоуровневой структуре, взаимодействуя с измерительными приборами, с кранами, с устройствами подачи метанола. В контроллере телемеханики кустов газовых скважин присутствуют свободные дискретные выходы и свободные реле. Управлять обогревом можно с помощью данного контроллера. Суть заключается в выключении или включении реле по нижним и верхним уставкам температуры. В измерительном приборе дебита скважины есть свой датчик температуры, по его показаниям работает электрический обогрев.

Таким образом, потребовалось модифицировать существующий алгоритм управления электрическим обогревом, исходя из заданных условий:



- включение обогрева шкафа при температуре датчика ниже 20°C;
- выключение обогрева шкафа при температуре датчика выше 25°C.

Уставки включения и выключения вводит в алгоритм инженер АСУ, происходит опрос датчика температуры, сравнивается с уставками и подается соответствующая команда на управление нагревателями.

При модернизации были проделаны следующие работы:

- проложен кабель от шкафа контроллера до шкафа электрических распределительных устройств для подключения взрывозащищённых обогревателей;
- обогреватели подключены напрямую в соединительной коробке и демонтированы блоки управления обогревом шкафа измерения дебита скважины;
- написан алгоритм управления включения и выключения нагревательных элементов.

Сумма на приобретение оборудования для модернизации не превысила 100 тысяч рублей. Цена одного измерительного прибора Teletrans около 250 тысяч рублей. За зимний период 2010–2011 г. не было случаев поломки многопараметрических сенсоров Teletrans по причине передавливание мембран сенсора измерительного прибора гидратом, до модернизации число выходов из строя датчиков составляло около 3–4 шт. Эффект от модернизации окупает все затраты, связанные с его разработкой, внедрением и эксплуатацией.

Профориентация и развитие молодежи в ОАО «Газпромнефть-ННГ»

Р.Э. Ахметзянов

ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

ОАО «Газпром нефть» — пятая по объемам добычи нефти российская нефтяная компания, которая входит в группу «Газпром» и является нефтяным подразделением газового холдинга. Основные направления деятельности — добыча нефти и газа, нефтегазовый промысловый сервис, нефтепереработка и сбыт нефтепродуктов.

ОАО «Газпром нефть» добывает углеводороды в труднодоступных регионах России — в Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах, в Томской, Омской и Иркутской областях, в Республике Саха (Якутия).

В 2008 году ОАО «Газпром нефть» добыло 30,8 млн. тонн нефти (для сравнения — общая добыча нефти в России в 2007 году, по данным Росстата, составила 488 млн. тонн). Переработка нефти компанией на российских нефтеперерабатывающих заводах составила 28,4 млн. тонн. Стратегия развития компании предполагает увеличение годовой добычи нефти к 2020 году до 90–100 млн. тонн, переработки нефти — до 70–80 млн. тонн.



Постановка проблемы:

1. Молодежь Ноябрьска, где градообразующими предприятиями являются предприятия нефтяной и газовой отрасли, выбирают популярные профессии экономиста, юриста, менеджера, а невостребованные в регионе инженерно-технические специальности.
2. Молодежь не имеет достаточной или имеет неверную информацию о производстве добычи нефти и о работе нефтяной отрасли ввиду режимности предприятий.
3. Молодым специалистам, устроившимся на работу, сложно адаптироваться к корпоративной культуре предприятия, наладить неформальные контакты по причине территориального разброса подразделений и объектов предприятия.
4. Для успешного карьерного роста профессиональных знаний бывает не достаточно, необходимо разносторонне развиваться, воспитывать лидерские и организаторские качества

Цели и задачи проекта:

1. Профориентация подростков и школьников
2. Помощь в выборе ВУЗов и востребованных специальностей
3. Введение студентов-практикантов и молодых специалистов в корпоративную культуру ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
4. Помощь в установке неформальных контактов между молодыми специалистами и руководством ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
5. Развитие творческих способностей, лидерских и организационных навыков у молодых специалистов ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

Целевая аудитория проекта:

1. Учащиеся средних школ г. Ноябрьск
2. Учащиеся ВУЗов и ССУЗов, студенты –практиканты ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
3. Молодые специалисты ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

Организаторы участники проекта:

1. Управление общественных связей и корпоративных коммуникаций
2. ОАО «Газпромнефть-ННГ»
3. Управление по работе с персоналом ОАО «Газпромнефть-ННГ»
4. Совет молодых специалистов ОАО «Газпромнефть-ННГ»
5. Молодые специалисты ОАО «Газпромнефть-ННГ»

Финансирование проекта:

ОАО «Газпром нефть», ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

Проект в стадии реализации. Часть запланированных мероприятий уже реализовано.

Проект актуален для моногородов, где предприятия нефтегазовой отрасли являются градообразующими.



Система интеллектуального мониторинга доступности почтовых доменов сторонних организаций

А. П. Бежко

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» в г Усинск

Введение

В виду ряда технических проблем (падение каналов данных сторонних провайдеров, остановки почтовых серверов сторонних организаций) часто оказывается, что в важный момент, например, во время бизнес переговоров или обмена данными наблюдаются длительные задержки в получении почтовых сообщений. А ведь день назад этой проблемы не было! Что делать, как быть? Для раннего предотвращения этих проблем были выделены специальные люди, в обязанности которых входило с утра до вечера писать письма в эти самые сторонние организации для проверки работоспособности электронной почты.



Решение

Решение было найдено в 2008 году с внедрением Централизованной Системы Мониторинга ИТ-инфраструктуры ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» (ЦСМ) на платформе ПО Netcool. Но оказалось, что модуля ответственного за проверку доступности почтовых доменов в ней нет. Поэтому была поставлена задача разработать необходимое программное обеспечение и интегрировать его в ЦСМ.

Цели

Для разработки принципиально новой системы, обладающей мощной функциональностью, были поставлены следующие цели:

1) Осуществление проверки доступности почтовых доменов сторонних организаций, чтобы, с одной стороны, автоматизировать, унифицировать, упорядочить и упростить процесс проверки, а, с другой — обес-

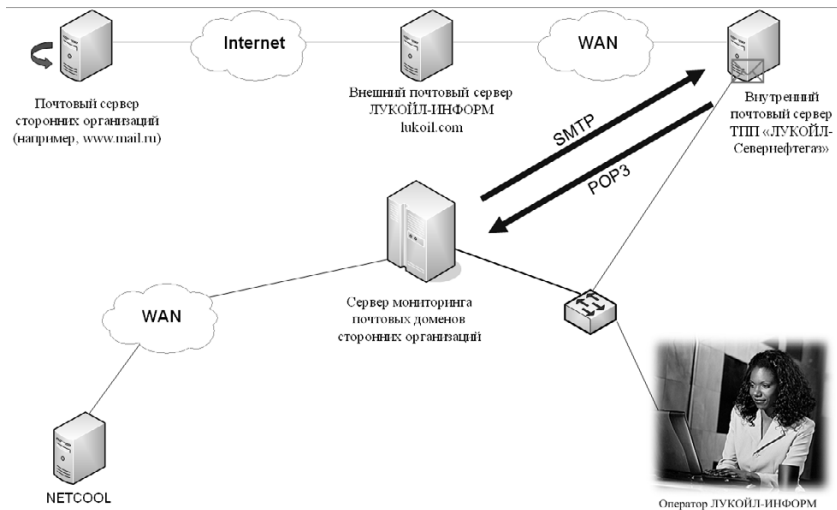


печить эффективную эксплуатацию и использование этой системы в условиях использования уже существующей почтовой системы ЛУКОЙЛ-ИНФОРМа.

- 2) Возможная интеграция в любую систему мониторинга.
- 3) Организация визуализации работы разрабатываемой системы.

Логика работы системы состоит в следующем:

Метод оказался прост. Достаточно послать тестовое письмо в стороннюю организацию для заранее созданного пользователя в почтовой системе этой компании. И после автоматической пересылки этого письма назад тестовому пользователю ЛУКОЙЛ-ИНФОРМа, дождаться его на внутреннем почтовом сервере ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ. Причем, автоматическая пересылка на почтовом сервере сторонней организации создается заранее. В случае не доставки письма в течение часа, отправить дополнительные тестовые письма для выявления точного места сбоя в доставке электронной корреспонденции.



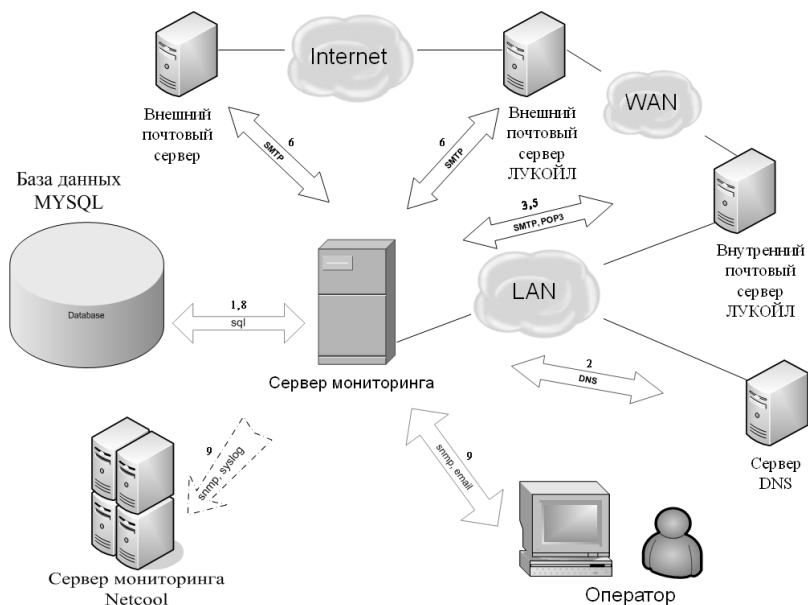
Архитектура системы

Система «Колесо» построена на Linux-сервере. Базируется на мониторинге контроля тестовых писем отправляемых сторонним организациями. И интеллектуальному выявлению мест сбоя доставки e-mail в случае проблем. Архитектура реализована в виде модульной иерархической структуры, состоящей из нескольких функциональных блоков:

- 1) модуль отправки тестовых e-mail по протоколу SMTP (с возможной авторизацией);
- 2) модуль получения тестовых e-mail по протоколу POP3;
- 3) модуль запросов DNS;
- 4) головной интеллектуальный модуль;
- 5) модуль взаимодействия с базой данных;



- 6) модуль взаимодействия с другими системами мониторинга;
- 7) модуль работы оператора;
- 8) модуль безопасности



Структура базы данных имеет следующий вид:

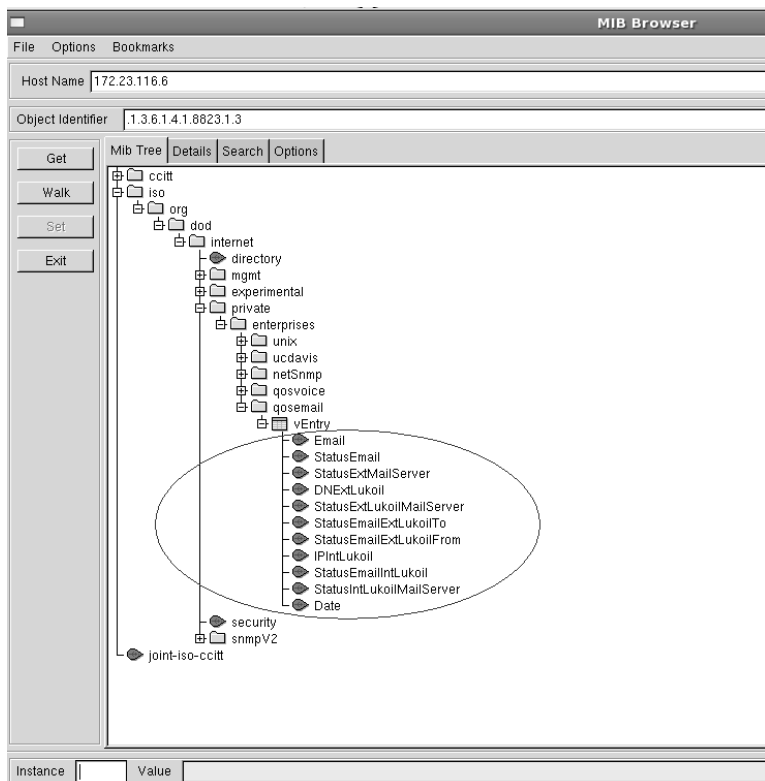
	Email	password	status_email	status_exterior_mail_server	DW_ext_lukoil	status_ext_lukoil_mail_server	status_email_ext_lukoil_from	status_email_ext_lukoil_to	IP_int_lukoil	Email_int	password_int	status_email_int_lukoil	status_int_lukoil_mail_server
lukoiltest@mail.ru	*****	0	0	Lukoil.com	1	1	0	172.23.116.6	lukoiltest@lukoil.com	*****	1	1	1.инфра.01.0000w
lukoiltest@gmail.com	*****	1	1	Lukoil.com	1	1	1	172.23.116.6	lukoiltest@lukoil.com	*****	1	1	1.инфра.01.0000w
lukoiltest@asnet.ru	*****	1	1	Lukoil.com	1	1	1	172.23.116.6	lukoiltest@lukoil.com	*****	1	1	1.инфра.01.0000w

Модуль взаимодействия с другими системами мониторинга

Работа модуля взаимодействия с другими системами построена в виде агента SNMP протокола и отсылки сообщений о событиях по протоколам SNMPTrap и SYSLOG.



Для этого была создана отдельная MIB-ветвь, и написано специальное клиент-серверное приложение обслуживающее SNMP-запросы для этой ветви.



Модуль работы оператора

Для функционирования системы оператор нужен только для редактирования записей, добавления новых терминалов, есть возможность визуальной проверки данных о доступности почтовых доменов сторонних организаций, хотя система мониторинга имеет свои системы оповещения. Число почтовых доменов сторонних организаций варьируется от 1 до 1000, что с лихвой перекрывает количество почтовых доменов сторонних организаций, с которыми контактируют в дочерних предприятиях группы ЛУКОЙЛ в Ненецком автономном округе.

Специально для этого был разработан модуль оператора, которым можно воспользоваться хоть за тысячу километров от базовой части системы.

Процесс добавления нового почтового домена сторонней организации очень прост и отображён на следующем рисунке, далее изображен процесс просмотра дополнительной информации по выявлению места сбоя по доставке e-mail:



Система мониторинга доступности почтовых доменов

общество с ограниченной ответственностью
ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ
Филиал в г.Усинск, РК Нарьян-Марское ТПУЗ

Таблица результатов проверки доступности почтовых доменов

Дополнительно

Список страниц

Email	Состояние	Время последней проверки	Информация
1 lukoiltest@hotmail.ru	online	30 Mar 2010 17:00:01	<input type="checkbox"/>
2 lukoiltest@yandex.ru	online	30 Mar 2010 17:01:01	<input type="checkbox"/>
3 lukoiltest@gmail.com	online	30 Mar 2010 17:08:01	<input type="checkbox"/>
4 lukoiltest@yahoo.com	online	30 Mar 2010 17:09:01	<input type="checkbox"/>
5 lukoiltest@mail.com	online	30 Mar 2010 17:10:01	<input type="checkbox"/>
6 lukoiltest@aport.ru	online	30 Mar 2010 17:11:01	<input type="checkbox"/>
7 lukoiltest@netcity.ru	online	30 Mar 2010 17:12:01	<input type="checkbox"/>
8 lukoiltest@usa.net	online	30 Mar 2010 17:13:01	<input type="checkbox"/>
9 lukoiltest@znetmail.com	online	30 Mar 2010 17:14:01	<input type="checkbox"/>
10 lukoiltest@stavista.com	online	30 Mar 2010 17:15:01	<input type="checkbox"/>
11 lukoiltest@ymail.com	online	30 Mar 2010 17:16:01	<input type="checkbox"/>
12 alexeytest@-oil.linia.ru	online	30 Mar 2010 17:17:01	<input type="checkbox"/>
13 alexeytest@stnet.ru	online	30 Mar 2010 17:18:01	<input type="checkbox"/>
14 alexeytest@nar.ru	online	30 Mar 2010 17:19:01	<input type="checkbox"/>

1-20
21-40
41-60
61-80
81-100

Редактирование

Email	Password	DN ext lukoil	IP int lukoil	Email int	Password int
lukoiltest@yahoo.com	*****	lukoil.com	172.23.116.36	lukoiltest@lukoil.com	*****

Сохранить

361-380
381-400
401-420
421-440
441-460
461-480
481-500
501-520
521-540
541-560
561-580
581-600
601-620
621-640
641-660
661-680
681-700
701-720
721-740
741-760
761-780
781-800

Система мониторинга доступности почтовых доменов

общество с ограниченной ответственностью
ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ
Филиал в г.Усинск, РК Нарьян-Марское ТПУЗ

Таблица результатов проверки доступности почтовых доменов

Дополнительно

Список страниц

Email	Состояние	Время последней проверки	Информация
1 lukoiltest@hotmail.ru	online	30 Mar 2010 17:00:01	<input type="checkbox"/>
2 lukoiltest@yandex.ru	online	30 Mar 2010 17:01:01	<input type="checkbox"/>
3 lukoiltest@mail.ru	offline	30 Mar 2010 17:00:01	<input type="checkbox"/>
4 lukoiltest@rambler.ru	online	30 Mar 2010 17:10:01	<input type="checkbox"/>
5 lukoiltest@pochta.ru	online	30 Mar 2010 17:11:01	<input type="checkbox"/>
6 lukoiltest@piem.net	online	30 Mar 2010 17:12:01	<input type="checkbox"/>
7 lukoiltest@gmail.ru	online	30 Mar 2010 17:13:01	<input type="checkbox"/>
8 lukoiltest@hotmail.co	online	30 Mar 2010 17:14:01	<input type="checkbox"/>
9 lukoiltest@gmail.com	online	30 Mar 2010 17:15:01	<input type="checkbox"/>
10 lukoiltest@yahoo.com	online	30 Mar 2010 17:16:01	<input type="checkbox"/>
11 lukoiltest@mail.com	online	30 Mar 2010 17:17:01	<input type="checkbox"/>
12 lukoiltest@aport.ru	online	30 Mar 2010 17:18:01	<input type="checkbox"/>
13 lukoiltest@netcity.ru	online	30 Mar 2010 17:19:01	<input type="checkbox"/>
14 lukoiltest@usa.net	online	30 Mar 2010 17:19:01	<input type="checkbox"/>
15 lukoiltest@znetmail.com	online	30 Mar 2010 17:19:01	<input type="checkbox"/>
16 lukoiltest@stavista.com	online	30 Mar 2010 17:19:01	<input type="checkbox"/>
17 lukoiltest@ymail.com	online	30 Mar 2010 17:19:01	<input type="checkbox"/>
18 alexeytest@-oil.linia.ru	online	30 Mar 2010 17:19:01	<input type="checkbox"/>
19 alexeytest@stnet.ru	online	30 Mar 2010 17:19:01	<input type="checkbox"/>
20 alexeytest@nar.ru	online	30 Mar 2010 17:19:01	<input type="checkbox"/>

1-20
21-40
41-60
61-80

Дополнительная информация

email	Состояние	Время проверки	DN ext name	status email
lukoiltest@mail.ru	offline	30 Mar 2010 17:00:01	lukoil.com	1

Выбор даты и времени

Граничные изображения

441-460
461-480
481-500
501-520
521-540
541-560
561-580
581-600
601-620
621-640
641-660
661-680
681-700
701-720
721-740
741-760
761-780
781-800



Что немаловажно, оператор может получить информации по выявлению места сбоя по доставке e-mail для сторонней организации в виде графической информации.

Система мониторинга доступности почтовых доменов

общество с ограниченной ответственностью
ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ
Филиал в г.Усинск, РК Нарьян-Марское ТПУЭ

Таблица результатов мониторинга доступности почтовых доменов

Email	Состояние
1 kukoiltest@hotmail.ru	online
2 kukoiltest@yandex.ru	online
3 kukoiltest@mail.ru	online
4 kukoiltest@rambler.ru	online
5 kukoiltest@pochta.ru	online
6 kukoiltest@pisem.net	online
7 kukoiltest@gmail.ru	online
8 kukoiltest@hotmail.co	online
9 kukoiltest@gmail.com	online
10 kukoiltest@yahoo.com	online
11 kukoiltest@enl.com	online
12 kukoiltest@aport.ru	online
13 kukoiltest@netcity.ru	online
14 kukoiltest@usa.net	online
15 kukoiltest@zdneta.com	online
16 kukoiltest@alavista.com	online
17 kukoiltest@ymail.com	online
18 alexeytest@oil.linia.ru	online
19 alexeytest@alnet.ru	online
20 alexeytest@nar.ru	online

Графическое изображение

lukoiltest@mail.ru lukoiltest@lukoil.com

Внешний почтовый сервер Внешний почтовый сервер ЛУКОЙЛ Внутренний почтовый сервер ЛУКОЙЛ

Сервер мониторинга

← - проблема
- - норма

Сравнение с аналогами



Одним из решений по отправке почтовых сообщений является «Почта России». Неудобством является ручная бумажная обработка и медлительность по доставке сообщения.



Другое решение, «более быстрое», для отправки почтовых сообщений—это служба экспресс-доставки почты. Минусом является большая стоимость обслуживания и опять же бумажная обработка.



Третий вариант—(ранее применяемый у нас)—через службу Service Desk с привлечением большого числа инженеров для выявления места сбоя в доставке E-mail. При большом количестве заявок работа просто «встает»:



Экономическая составляющая

Система мониторинга «Колесо» позволяет проверить доступность почтовых доменов сторонних организаций—всех критичных для работы—всего лишь за 1 час, и способна интеллектуально находить место сбоя в автоматическом режиме даже без вмешательства оператора.

Для «ручной проверки» почтового домена сторонней организации сотруднику ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ требуется около 10–20 минут. Учитывая перерывы, необходимые при выполнении подобной однообразной рутинной работы, для ежечасной круглосуточной проверки 200 почтовых доменов сторонних организаций необходимо более 10 сотрудников, работающих в 3 смены. Таким образом, используя автоматизированную систему мониторинга, появляется возможность на порядок уменьшить затрачиваемые людские ресурсы, и привлечь освободившихся сотрудников для выполнения более важной работы.

Финансовые затраты на сопровождение		
Временной интервал	«Ручная проверка» 200 почтовых доменов	Наша система мониторинга «Колесо»
1 месяц	600 000 руб.	52 000 руб.
1 год	7 200 000 руб.	63 000 руб.

Сведения о практическом применении

В конце 2010 года система мониторинга «Колесо» была успешно внедрена и активно используется в Нарьян-Марском ТПУЭ филиала ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» в г. Усинск, РК.

В техническом отношении система «Колесо»—это полностью интегрированная, интеллектуальная, открытая и масштабируемая система для проверки доступности почтовых доменов сторонних организаций, включающая специализированное программное обеспечение, позволяющее проводить распределенный, полностью автоматизированный мониторинг проверки доступности почтовых доменов сторонних организаций. Наличие интерфейса оператора позволяет максимально упростить мониторинг.



Расчет вязкости в информационных системах планирования производства и учета нефтепродуктов

М. В. Брюханов

Руководитель — В. И. Кувыкин

ООО «ЛУКОЙЛ—Нижегороднефтеоргсинтез»

1. Общая характеристика работы

Практическая ценность работы

1. Даны рекомендации по установке измеряющих приборов. Математически доказана достаточность измерительных средств для однозначного сведения материального баланса по заводу.
2. Разработаны рекомендации по использованию и расчету эмпирических коэффициентов в формуле расчета вязкости смеси.

Реализация результатов работы

1. Написана и внедрена программа “Расчет количества средств измерений для учета движения нефтепродуктов”.
2. Реализована и используется при сведении баланса по насосным станциям производства смазочных масел программа “Баланс узла смешения” с использованием формул индексов вязкости.
3. Объемный метод расчета вязкости смеси и соответствующие эмпирические коэффициенты использованы в программе оптимального планирования RPMS.

Личный вклад автора

1. Реализация программы “Расчет количества средств измерений для учета движения нефтепродуктов” на языке Maple. Анализ схемы измерений завода, определение достаточности измеряющих средств и рекомендации по их установке.
2. Создание алгоритма сведения материального баланса, исходя из вязкостей компонентов смеси. Реализация программы “Баланс узла смешения”, использующей этот алгоритм на языке Visual Basic.
3. Статистический анализ и обработка экспериментальных данных по вязкостям смесей. Уточнение классических эмпирических коэффициентов, обоснование их непостоянности. Анализ результатов.

2. Анализ расчета коэффициентов в формулах вязкости

Формула Вальтера для расчета вязкости смеси имеет вид;

$$V_0 \lg \lg(v_0 + c) = \sum_i V_i \lg \lg(v_i + c), \quad (1)$$

где V_i — объемное содержание i -го компонента, c — эмпирическая константа. Обычно принимается $c = 0,8$. Определим оптимальный диапазон применимости гипотезы постоянства коэффициента c в формуле (1). Для этого поставим обратную задачу — определим значения c , которые соответствуют экспериментальным данным. Результаты расчетов представлены на рис. 1.

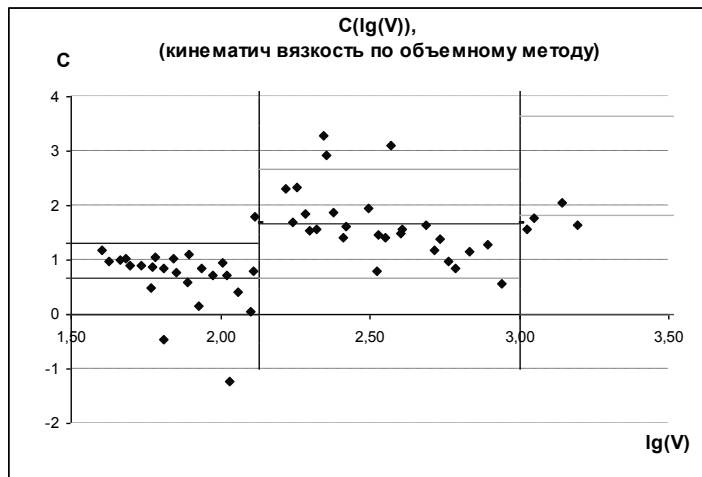


Рис. 1. Зависимость коэффициента c формулы Вальтера при расчете по объемному методу (3) от вязкости смеси

Выделим области $V = const$, в которых можно принять гипотезу $c = const$. Приведенная задача распределения выборок по категориям является основной во многих задачах теории распознавания образов. Правило для разбиения на кластеры можно построить визуально и выделить два подмножества. На отрезке $1,5 < \lg v < 2,1$ оптимальное значение $c = 0,9$, на отрезке $2,1 \leq \lg v < 3,0$ — коэффициент принимает значение $c = 1,3$.

Вывод. В общем случае коэффициент, входящий в формулу Вальтера, не является постоянным и рассчитывается, исходя из теории распознавания образов и статистической обработки данных.

Наряду с формулой (1), аддитивной по объемным долям смеси, иногда используют формулу с массовыми долями

$$m_0 \lg \lg(v_0 + 0.8) = \sum_i m_i \lg \lg(v_i + 0.8), \quad (2)$$

где m_i — массовое содержание i -го компонента.

В случае массового метода (2) модель с условием $c = const$ приводит к большим отклонениям от измеренных значений по сравнению с (1).

Получена зависимость вязкости смеси от ее плотности на основе исследования эмпирических данных смеси компонентов для нефтяных масел.

$$\rho = (b_1 \log_{10}(\log_{10}(v + b_2)) + (b_3 + c))/1000,$$

где ρ — плотность смеси, v — вязкость смеси, b_i — эмпирические коэффициенты.

Таким образом:

1. Расчет вязкости смеси, можно производить по формуле, которая совпадает с формулой Вальтера только при использовании объемных долей смеси.

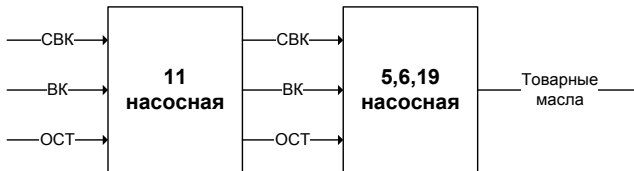


- Показано, что уравнения для расчета вязкости смеси с постоянным коэффициентом приводят к неприемлемым ошибкам. Указан алгоритм выбора параметров и границы использования полученных формул. Коэффициент определяется статистически.
- Получена формула зависимости вязкости смеси от ее плотности с поправкой на температуру.

3. Алгоритм использования индексов вязкости смеси для идентификации потоков

Разработана, реализована и внедрена в производство программа сведения математического баланса смешения масел, исходя из показателей вязкости конечной смеси и используемых компонентов — «Баланс узла смешения».

Рассмотрим подсистему насосных станций маслозавода.



Поставим задачу сведения баланса по массе нефтепродуктов в данной системе насосных станций, используя для этого следующий критерий:

$$M_1 = M_2,$$

где M_1 — суммарная масса нефтепродуктов, поступившая из 11-й в 19-ю насосную за некоторый промежуток времени $T = (t_1; t_2)$, M_2 — суммарная масса товарных масел, вышедшая из 19-й насосной. Предполагается, что все поступившие компоненты, пошли в смешение

Пусть a_i — некоторое товарное масло. В рассматриваемом случае для каждого смешанного товарного масла будет рассматриваться следующий ряд характеристик:

M_{i_1} — масса смешанного товарного масла в 5-й, 6-й и 19-й насосных,

M_{i_2} — масса компонентов, вышедших из 11-й насосной

$$M_{i_2} = \sum_{j=1}^3 m_{j_i},$$

где m_{j_i} — массы компонентов, использованных для смешения масла, $(m_{j_{\min}}, m_{j_{\max}})$ — границы корректировки массы каждой из компонентов.

v_{s_i} — расчетная вязкость товарного масла, рассчитанная по формуле:

$$v_{s_i} = 10^{10^{\sum_{j=1}^3 I_{j_i}}} - c$$

$$I_{j_i} = \frac{m_j}{M_{i_2}} \log_{10} \log_{10}(v_{m_{j_i}} + c),$$

где c — эмпирический коэффициент.



Исходя из статистического анализа исходных данных, примем $c = const = 0,9$,

v_{m_i} — измеренная вязкость товарного масла,

$v_{m_{j_i}}$ — измеренная вязкость каждого компонента, вошедшего в смесь товарного масла.

Для сведения баланса по каждому маслу будем использовать следующий критерий:

$$Z_i(v_{m_i}, v_{s_i}) = \left| \frac{v_{m_i} - v_{s_i}}{v_{s_i}} \cdot 100 \right| \rightarrow \min, G: \begin{cases} m_{j_{\min}} \leq m_{j_i} \leq m_{j_{\max}} \\ \left| \frac{M_{i_1} - M_{i_2}}{M_{i_2}} \cdot 100 \right| = 0 \end{cases}$$

Тогда система $Z_i \rightarrow \min, i = 1..n$ при ограничениях G даст однозначное сведение мат. баланса.

Таким образом, была реализована программа, обеспечивающая достоверные сведения баланса по насосным станциям производства смазочных масел.

4. Расчет количества измерителей на схеме завода

Разработана и реализована программа «Расчет количества средств измерений для учета движения нефтепродуктов». Составлена поточная схема завода и проанализирована с использованием данной программы на предмет достаточности приборов для однозначного сведения математического баланса. Программа зарегистрирована в государственном реестре. Алгоритм решения данной задачи, реализованный в программе заключается в следующем:

1. Для каждого узла пересечения потоков пишется линейное уравнение. Каждый входящий поток входит со знаком плюс, выходящий — со знаком минус. Поток обозначим через $x_{j,i}$.

2. Коэффициенты из всех уравнений собираются в единую матрицу (номер строки соответствует номеру уравнения, номер столбца — номеру переменной). Если переменная $x_{3,i}$ не входит в уравнение k , то элемент матрицы $a_{k,i}$ будет равен нулю. Пусть $g = \langle \text{кол-во переменных} \rangle - \langle \text{rank матрицы} \rangle$. Тогда g соответствует необходимому количеству измерителей, расположенных в нужных местах.

3. Затем, все переменные, соответствующие потокам, на которых стоит измеритель, полагаются равными единице. Соответствующие коэффициенты матрицы переносятся в вектор b с противоположным знаком. Вектор и имеет следующую структуру: $a_{k,i_1} + a_{k,i_2} + \dots + a_{k,i_p} = b_k$. Если в уравнении после замены $a_{k,1} = a_{k,2} = \dots = a_{k,m} = 0$ (все коэффициенты равны нулю) — уравнение убирается из системы, не рассматривается.

4. Решается система $Ax = b$ — каждый параметр в решении соответствует потоку, на котором должен располагаться измеритель. Если система решилась однозначно, то измерителей достаточно, то есть $x_0 = const$, где $x_0 = [x_{0_1}, x_{0_2}, \dots, x_{0_n}]$ — решение данной системы.

5. Экономический эффект

В данном разделе приводится экономический эффект от применения результатов исследования. Все вычисления произведены в программе



RPMS на актуальных моделях плана производства. Расчет производился на основе модели на январь 2011 года.

5.1 Расчет вязкости по объемному методу

После данных исследований было принято решение: вязкость в программе RPMS рассчитывать по объемному методу, а не по массовому, что повысило точность вычислений и улучшило качество планирования.

Экономический эффект от данного изменения рассчитывается по следующей формуле

$$E = P_1 - P_2,$$

где P_1 — маржинальная прибыль завода за месяц при условии расчета вязкости по объемному методу, P_2 — по массовому.

$$E = 12,79 \text{ млн.руб./месяц.}$$

5.2. Сведение баланса и смешение по маслозаводу

Сведение баланса по маслозаводу при помощи оптимального смешения по вязкости способствует уменьшению потерь и запаса по качеству.

$$E = 6,5 \text{ млн.руб./месяц.}$$

6. Заключение

На основе проведенных исследований были получены новые формулы, а так же спроектирована, реализована и внедрена в производство программа сведения математического баланса по насосным станциям производства смазочных масел. Также в программе RPMS стал использоваться объемный метод расчета вязкости вместо массового, что улучшило качество планирования.

Был проведен анализ формул расчета вязкости смеси нефтепродуктов. Установлено, что классическая формула Вальтера является пригодной для вычисления вязкости смеси нефтепродуктов, входящий в нее эмпирический коэффициент во многих случаях требует корректировки, при помощи статистических методов анализа и теории распознавания образов, так же в некоторых случаях он не является постоянной величиной.

Был произведен анализ достаточности количества измерителей на поточной схеме завода для однозначного сведения математического баланса. Установлено, что измерителей достаточно.



Создание автоматизированной системы измерения, регистрации, сбора и обработки параметров полигонных пневматических испытаний труб нового поколения

В. М. Вайсман

ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

Филиал Инженерно-технический центр

Для повышения надежности транспортировки газа актуальным является строительство новых магистральных газопроводов. Их строительство является очень длительным и дорогим. Максимальный диаметр применяемых труб для магистральных трубопроводов 1420 мм. Для обеспечения необходимой пропускной способности обычно строят параллельно несколько ниток трубопровода. Для повышения пропускной способности можно повышать давление транспортируемого газа. Сейчас номинальным давлением в магистральных газопроводах является давление в 7 МПа, повышение давления до 11,8 МПа позволит существенно повысить пропускную способность и строить вместо трех две нитки газопровода. Такое повышение давления можно обеспечить повышением прочности используемого металла при производстве труб. Повышение прочности всегда сопровождается повышением хрупкости и снижением ударной вязкости, что ведет к снижению сопротивляемости трубопроводов к протяженным разрушениям. Дать наиболее объективную оценку пригодности труб для использования при строительстве газопровода на номинальное давление 11,8 МПа можно с помощью натурных испытаний с определением фактической протяженности разрыва и измерением скорости его прохождения. Подобные испытания в нашей стране не проводились уже более 30 лет и для их проведения необходимо создание современной системы регистрации и измерения.

1. Назначение и область применения системы

Система измерения и регистрации параметров испытаний предназначена для измерения, сбора и регистрации информации об изменении физических параметров испытываемых труб при проведении полигонных испытаний.

При испытании регистрируются следующие параметры:

- скорости движения фронта трещины;
- температура стенок испытываемых труб;
- избыточное статическое давление в испытываемой плети;
- скорость изменения декомпрессии воздуха в процессе разрушения испытываемых труб.

Область применения системы — натурные испытания труб на опытном полигоне ООО «Копейский завод изоляции труб» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» в соответствии с «Методикой приемочных испытаний опытных партий труб диаметром 1420 мм класса прочности К60 и К65 (Х80), на рабочее давление 11,8 МПа» для магистрального газопровода «Бованенково-Ухта». Основание для разработки системы изме-



рения и регистрации параметров испытаний—решение Председателя Правления ОАО «Газпром» А. Б. Миллера (рез. 01–2963 от 21.11.2007 г.) о проведении натурных полигонных пневматических испытаний опытных партий труб, предназначенных для реализации проекта системы газопроводов Бованенково-Ухта (диаметром 1420 мм, класс прочности K65 (X80), на рабочее давление 11,8 МПа).

2. Описание проведения полигонных испытаний.

При проведении натурных полигонных пневматических испытаний предусмотрены следующие этапы:

- этап 1: подъем давления в испытываемой плети до величины испытательного давления (13,2 МПа или 15,0 МПа). Максимальная длительность этапа—55 часов;
- этап 2: выдержка плети под давлением до установления постоянных значений температуры и внутреннего давления, определяемых по датчикам температуры и давления. Максимальная длительность этапа—1 час;
- этап 3: инициирование разрушения плети посредством подрывакумулятивного заряда. Максимальная длительность этапа—1 секунда. Испытания проводятся при температуре воздуха от $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Требования к системе измерения

Система измерения и регистрации параметров испытаний и её элементы должны удовлетворять следующим требованиям:

- рабочий температурный диапазон от -40 до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- питание 220 В, 50Гц;
- потребляемая мощность не более 500 Вт;
- автономный режим работы (при отсутствии внешнего питания) от пяти и более часов;
- регистрация всех параметров в течение всего времени проведения испытания;
- изменение частоты опроса в зависимости от текущего этапа испытаний;
- на первом, втором этапе испытаний регистрация и отображение параметров в режиме реального времени, на третьем этапе после сеансная обработка.
- отображение результатов регистрируемых параметров в истинных физических величинах (м/с, град., атм., атм/с);
- сохранение всех результатов регистрации параметров.

Дополнительные требования:

- регистрация и сигнализация отсутствия внешнего питания;
- сигнализация о приближении внутреннего давления в плети к испытательному давлению;
- обеспечение подземного монтажа отдельных компонентов измерительного комплекса;
- обеспечение герметичности и ударопрочности отдельных компонентов системы;
- обеспечение бесперебойного питания первичных измерительных датчиков;



- обеспечение бесперебойной и достоверной передачи измеряемых параметров на расстояние 1000 метров от места проведения испытания.

3. Компоненты системы

Система измерения и регистрации параметров испытаний (рис.1) состоит из следующих основных компонентов:

- датчики регистрации параметров;
- блоки питания;
- соединительные кабели с герметичными разъемами;

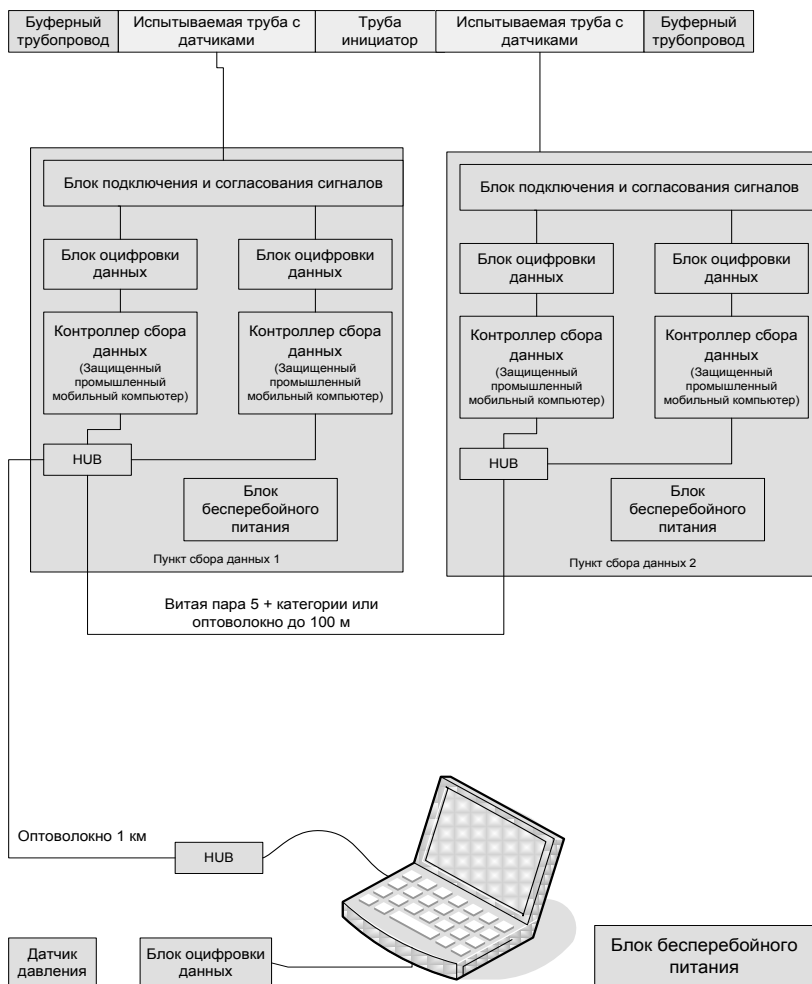


Рис. 1. Архитектура системы регистрации и измерений



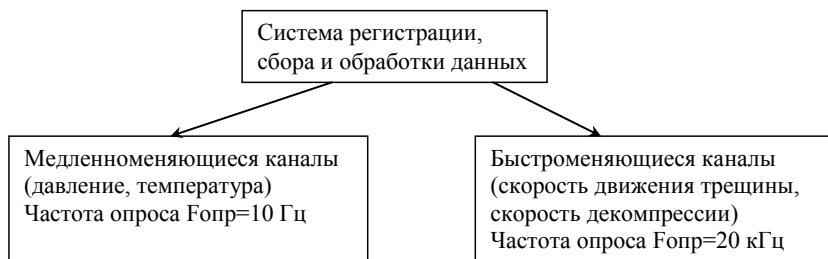
- блок подключения и согласования сигналов;
- блок передачи данных;
- линия передачи данных (оптоволокно);
- блок приема данных;
- промышленные компьютеры с программным обеспечением для регистрации, отображения и обработки регистрируемых параметров.

Для обеспечения регистрации данных с датчиков при протекании быстропеременного процесса разрушения объекта испытания (ОИ) и минимизации уровня помех необходимо максимально приблизить средства регистрации данных к ОИ. Для обеспечения надежной регистрации данных должны быть проведены мероприятия по защите блоков регистрации данных от разрушающих воздействий

В системе для регистрации параметров используют следующие датчики:

- разрывные датчики движения фронта трещины;
- датчики температуры стенок испытываемых труб;
- датчик избыточного статического давления в испытываемой плети;
- датчики измерения скорости декомпрессии воздуха в процессе разрушения испытываемых труб.

Всю систему по скорости оцифровки данных можно разделить на две группы:



Для оцифровки медленноменяющихся сигналов применяются АЦП фирмы L-card E 270, для быстроменяющихся E14-440. Со стороны программной части система представляет собой продукт АСTest, установленный на ноутбуках, помещенных в подземные бункеры, для ослабления влияния ударной волны.

4. Заключение

Рассматриваемая автоматизированная система была создана в ходе анализа требований к системе регистрации и измерения для натуральных пневматических испытаний труб большого диаметра с учетом методики приемочных испытаний, разработанной Газпром ВНИИГАЗ.

Разработана структура распределённой системы испытаний труб большого диаметра.

Проведена разработка блоков согласования сигналов, используемых в системе для испытаний труб большого диаметра.



Разработана и изготовлена распределенная система регистрации и измерения для работы в условиях полигона.

Проведена разработка сценариев проведения экспериментов в программном комплексе АСTest, для организации длительных испытаний на всех узлах распределённой системы.

Проведено более 10 испытаний с применением разработанной системы, которые показали ее надежную работу несмотря на тяжелые условия эксплуатации.

Поиск однофазных замыканий на землю в распределительных сетях 6/10 кВ

П. В. Вахрушев

ООО «УдмуртЭнергоНефть»

Необходимость обеспечения надежной работы и энергетической безопасности при добыче нефти и газа, а также поддержание безаварийной работы и внедрение перспективных методов диагностики, нацеленных на продление срока службы оборудования, являются важнейшими задачами. По данным опыта эксплуатации самым распространенным видом повреждений в электрических сетях являются однофазные замыкания на землю (ОЗЗ), составляющие до 75% от общего числа нарушений нормальной работы сети. Причины возникновения ОЗЗ в воздушных сетях весьма многообразны. Это электрические и механические разрушения изоляции, дефекты в изоляторах и изоляционных конструкциях, их увлажнение и загрязнение, обрыв проводов и тросов, частичные повреждения изоляции при строительных и монтажных работах, воздействие грозных и внутренних перенапряжений. Замыкание фазы на землю в сетях такого напряжения могут привести к появлению перенапряжений порядка 1,7–2 кратных по сравнению с фазным, что может привести к пробое изоляции неповреждённых фаз и переходу ОЗЗ в двойное замыкание на землю по своим характеристикам, близкое к двухфазным коротким замыканиям. Риск возникновения таких двойных замыканий заметно вырос в последнее время в связи со старением изоляции электрических машин и аппаратов многих энергетических объектов. Поэтому своевременное обнаружение и ликвидация ОЗЗ является стратегическим направлением работы по повышению надежности систем электроснабжения.

Методы определения линии с замыканием на землю

В настоящее время на нефтегазодобывающих предприятиях (НГДП) используются, преимущественно, два метода определения линии с замыканием на землю.

1. Традиционный метод, который заключается в поочередном отключении отходящих линий до момента исчезновения сигнала с устройства контроля изоляции.

Данный метод имеет ряд недостатков:

- вызывает дополнительные потери нефти;



- обход линии до момента обнаружения места возникновения ОЗЗ занимает длительное время в связи с разветвленным характером ВЛ 6–10 кВ;
- существует вероятность не заметить повреждение изоляции ВЛ 6–10 кВ при осмотре поврежденной линии.

2. Метод с использованием специальных устройств селективной сигнализации и защиты (УССЗ). Специалисты, занимающиеся эксплуатацией распределительных сетей 6–10 кВ, отмечают, что при возникновении режима ОЗЗ данные устройства работают неселективно, так как реальный ток замыкания на землю зависит от режима работы сети (числа включенных присоединений) и имеет сравнительно небольшую величину около 0,2 А из-за емкостного характера линий. Это, в свою очередь, увеличивает не только время поиска ОЗЗ, но и вероятность выхода электрооборудования из строя, перехода однофазного замыкания в междуфазное короткое замыкание, а также получения людьми и животными электрических травм. Искусственное увеличение тока замыкания на землю в данном случае не решает проблему в полном объеме, а лишь приводит к созданию в месте повреждения изоляции ВЛ 6–10 кВ опасного шагового напряжения и выходу электрооборудования из строя.

Кроме того, рассмотренные методы обладают следующими существенными недостатками:

- входят в противоречие с проблемой повышения надежности системы электроснабжения;
- не дают четкого представления о месте возникновения ОЗЗ.

В связи с отмеченным, сокращение времени отыскания места повреждения изоляции линии, а также построение селективных защит являются наиболее актуальными проблемами для сетей, в которых недопустимо длительное существование ОЗЗ.

Способы заземления нейтрали

Все способы и средства повышения надёжности работы высоковольтных сетей направлены на предотвращение электро- и пожароопасных ситуаций, вызванных ОЗЗ. Эксплуатационные качества электрических сетей, способы локализации аварийных повреждений и условия бесперебойного электроснабжения потребителей, в значительной мере, определяются режимом заземления нейтрали.

Способ заземления нейтрали сети имеет важное значение и определяет:

- ток в месте повреждения и перенапряжения на неповрежденных фазах при однофазном замыкании;
- схему построения релейной защиты от замыканий на землю;
- степень изоляции электрооборудования;
- выбор аппаратов для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений (ограничителей перенапряжения);
- бесперебойность электроснабжения;
- допустимое сопротивление контура заземления подстанции;
- безопасность персонала и электрооборудования при однофазных замыканиях.



В России, согласно п. 1.2.16 последней редакции ПУЭ, введенных в действие с 1 января 2003 г., «... работа электрических сетей напряжением 3–35 кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор». Таким образом, в настоящее время в сетях 6–10 кВ в России формально разрешены к применению все принятые в мировой практике способы заземления нейтрали, кроме глухого заземления.

Режим изолированной нейтрали достаточно широко применяется в России. При этом способе заземления нейтральная точка источника (генератора или трансформатора) не присоединена к контуру заземления. В распределительных сетях 6–10 кВ обмотки питающих трансформаторов, как правило, соединяются в треугольник, поэтому нейтральная точка физически отсутствует. ПУЭ ограничивает применение режима изолированной нейтрали в зависимости от тока однофазного замыкания на землю (емкостного тока). Компенсация тока ОЗЗ путем использования дугогасящих реакторов должна предусматриваться при емкостных токах:

- более 30 А при напряжении 3–6 кВ;
- более 20 А при напряжении 10 кВ;
- более 15 А при напряжении 15–20 кВ;
- более 10 А в сетях напряжением 3–20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ;
- более 5 А в схемах генераторного напряжения 6–20 кВ блоков «генератор—трансформатор».

Вместо компенсации тока замыкания на землю может применяться заземление нейтрали через резистор с соответствующим изменением логической части релейной защиты.

Режим изолированной нейтрали был первым режимом заземления нейтрали, использовавшимся в электроустановках среднего напряжения. Его преимуществами являются:

- отсутствие необходимости в немедленном отключении первого однофазного замыкания на землю;
- малый ток в месте повреждения (при небольшой емкости сети на землю);
- увеличение ресурса выключателей, поскольку однофазные замыкания достигают 75% от общего числа замыканий;
- снижение требований к заземляющим устройствам, которые определяются условиями электробезопасности при ОЗЗ.

К недостаткам режима заземления нейтрали относятся:

- возможность возникновения дуговых перенапряжений при перемежающемся характере дуги с малым током (единицы—десятки ампер) в месте ОЗЗ;
- возможность длительного воздействия на изоляцию дуговых перенапряжений, что приводит к накоплению в ней дефектов и снижению срока службы;
- необходимость изоляции электрооборудования относительно земли на линейное напряжение;
- сложность обнаружения места повреждения;



- опасность электропоражения персонала и посторонних лиц при длительном существовании замыкания на землю в сети;
- сложность обеспечения правильной работы релейных защит от однофазных замыканий, так как реальный ток замыкания на землю зависит от режима работы сети (числа включенных присоединений).

Возможны явления феррорезонанса, от которых в рассматриваемых сетях чаще всего выходят из строя трансформаторы напряжения (НТМИ 6–10 кВ, ЗНОЛ 6–10 кВ). Иногда повреждаются и слабо нагруженные силовые трансформаторы, работающие в режиме, близком к холостому ходу.

Недостатки режима работы с изолированной нейтралью весьма существенны, а такое преимущество, как отсутствие необходимости отключения первого замыкания, достаточно спорно. Так, всегда есть вероятность возникновения второго замыкания на другом присоединении из-за перенапряжений и отключения сразу двух воздушных линий. При сохранении замыкания на землю у опор воздушных линий или у места падения провода возникают опасные напряжения прикосновения. Около половины тяжелых и смертельных электропоражений приходится на случаи, связанные с замыканиями на землю, а среди общего электротравматизма на первом месте — электротравматизм в сетях среднего напряжения.

Устройство для поиска ОЗЗ

Решением проблемы поиска однофазных замыканий в распределительных сетях 6–10 кВ является разработанный специалистами ООО «Удмуртэнергонефть» и НПФ «Радио-Сервис» комплекс «Сталкенр ВЛ» для поиска и локализации мест повреждения изоляции на ВЛ 6–10 кВ с небольшими значениями токов замыкания на землю. Этот комплекс исключает недостатки метода частичного деления сети или, например, поиска места повреждения изоляции по измерению тока 11 гармоники. Методика поиска ОЗЗ разработана специалистами ООО «Удмуртэнергонефть».

Созданная система состоит из стационарного устройства, которое формирует поисковый ток сложной формы, выбирает секцию шин с поврежденной изоляцией и маркирует ток замыкания на землю до места повреждения на воздушной (кабельной) линии и переносного микропроцессорного устройства, позволяющего отслеживать поисковый ток и локализовать место повреждения изоляции на линии.

Комплекс имеет два поисковых режима:

- 1) первый режим — это поиск в распределительном устройстве отходящей линии с поврежденной изоляцией;
- 2) локализация места устойчивого повреждения изоляции на линии.

Переносной микропроцессорный прибор питается от встроенных аккумуляторов и предназначен для работы в полевых условиях. Стационарное устройство подключается к секции шин 6–10 кВ через многогабаритные разделительные конденсаторы (допустимое напряжение 40кВ) и согласующий трансформатор, защищенный ограничителем напряжения, все это монтируется в ячейке распределительного устрой-



ства подстанции (например, на тележке совмещено с конструкцией НТМИ-6/10 кВ).

Метод определения места замыкания на землю в сетях 6–10 кВ основан на маркировании тока замыкания до места повреждения с последующим измерением его параметров вблизи ВЛ.

Параметры устройства для поиска ОЗЗ приведены ниже.

Источник питания	Аккумулятор
Рабочий диапазон температур, °С	От –40 до 50 °С
Габариты, мм	180 x 120 x 50
Масса с источником питания, кг	Не более 0,5

В настоящее время на ПС 35/10 кВ «Бураново», от которой осуществляется электроснабжение Ижевского нефтяного месторождения, ведется опытная эксплуатация данного прибора. Время поиска ОЗЗ сократилось в среднем с 3 ч до 20–30 мин. В процессе опытной эксплуатации в прибор были введены дополнительные функции, способствующие более быстрому обнаружению места повреждения изоляции на линии.

Преимуществами данного комплекса поиска и локализации ОЗЗ являются:

- достоверный поиск места повреждения с током замыкания на землю менее 0,2А;
- малая стоимость;
- простота и надежность в эксплуатации;
- широкие возможности для внедрения.

Выводы

Таким образом, внедрение данного прибора позволяет:

- 1) решить актуальную проблему сокращения времени отыскания места повреждения изоляции линий, что, в свою очередь, увеличит срок полезной эксплуатации электрооборудования;
- 2) отказаться от метода кратковременных отключений фидеров подстанций, влияющих на надежность электроснабжения технологических нефтедобывающих агрегатов;
- 3) исключить косвенные потери нефти, т.е. потери нефти, связанные с отключением фидеров подстанций при отыскании линии с поврежденной изоляцией;
- 4) повысить безопасность электротехнического персонала при поиске ОЗЗ.

Перечисленные преимущества комплекса локализации мест возникновения ОЗЗ доказывают не только актуальность проблемы сокращения времени отыскания ОЗЗ в распределительных сетях 6–10 кВ, но и открывают широкие возможности для внедрения данного прибора в нефтедобывающих компаниях.



Развитие молодежных инициатив (направление: «Проблемы развития творческого потенциала молодежи»)

Т. В. Власова

ЗАО «Тамбовнефтепродукт»

Проект включает в себя систему мероприятий, направленных на преодоление проблем развития творческого потенциала молодежи.

Цели:

- обеспечение активного вовлечения молодежи в экономические процессы;
- развитие заинтересованности молодежи в теоретической и практической работе, внедрении своих знаний;
- обеспечение взаимодействия профессионалов, имеющих опыт, квалификацию, и молодой перспективной молодежи;
- разностороннее и своевременное развитие молодых людей, их творческих способностей, навыков самоорганизации, самореализации личности;
- становление у молодых граждан положительной трудовой мотивации, высокой деловой активности, успешного владения основными принципами профессионализации, навыков эффективного поведения на рынке труда;
- освоение молодыми людьми разнообразных социальных навыков и ролей, ответственности за собственное благосостояние и состояние общества, развитие культуры их социального поведения с учетом открытости общества, его информатизации, роста динамичности изменений.

Ожидаемые результаты:

- повышение экономической и творческой активности молодежи;
- увеличение числа практически значимых разработок;
- совершенствование рабочих процессов, повышение эффективности труда за счет внедрения и применения новых разработок;
- обеспечение преемственности опыта и знаний профессионалов;
- повышение конкурентоспособности, активности и эффективности труда молодых людей

За рубежом для развития творческого потенциала молодежи широко применяются:

- предоставление грантов на практически значимые разработки;
- назначение стипендий талантливой молодежи;
- прикрепление студентов к предприятиям;
- создание ассоциаций творческой молодежи;
- студенческие программы (льготы, скидки и пр.);
- обмен опытом (в том числе и зарубежным);
- использование труда и творческого потенциала зарубежных специалистов, в больших количествах приезжающих для обучения и последующего трудоустройства

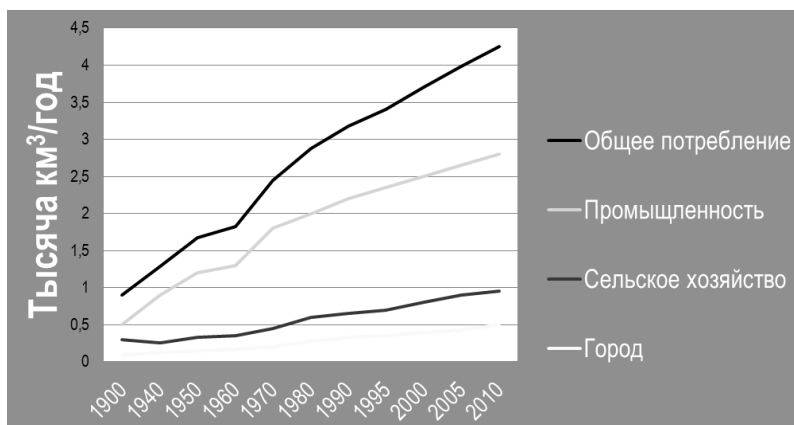


Разработка и внедрение современных экологических технологий. Установка очистки и стерилизации сточных вод на основе импульсного ускорителя электронного пучка наносекундной длительности

Д. А. Войно

ООО «Газпром трансгаз Томск»

Вода — важнейший элемент среды обитания человека, без которой само существование жизни невозможно.



Изменение структуры использования пресной воды и увеличение её затрат на нужды промышленности породили острую проблему современности — повсеместное загрязнение источников пресных вод как поверхностных, так и подземных. В поверхностные водные объекты планеты каждый год сбрасывается свыше 450 км³ сточных вод, из которых лишь половина подвергается очистке.

В ООО «Газпром трансгаз Томск» характеристика сточных вод, которые образуются на отдаленных площадках компрессорных станций, обуславливается неравномерностью стока в течение времени, малой концентрацией загрязняющих веществ, небольшой величиной сброса (5–7 м³/сутки). Эти показатели связаны с внедрением инновационных технологий на компрессорных станциях, что, в свою очередь, вызывает необходимость в изменении технических решений и в сопутствующих производствах.

Таким образом, в Обществе возникла потребность в поиске технологии очистки сточной воды, удовлетворяющей требованиям необслуживаемости, малой энергоемкости и высокой эффективности очистки, т.к. существующие сооружения биологической очистки затратны с точки зрения капитальных вложений, занимают большие площади и требуют сложной системы обслуживания.

Сравнительно новым методом очистки сточных вод, относящимся к радиационным методам очистки, является **электронно-лучевая техноло-**



гия. В основе метода лежит воздействие на воду пучка ускоренных электронов, генерируемых ускорителями электронов.

Ускоренные электроны оказывают комплексное воздействие на все виды загрязнения—одновременно с подавлением бактериальной зараженности разрушают практически все химические соединения. При этом также устраняются неприятные запахи, и происходит осветление воды. Электронные пучки обеспечивают глубокую степень очистки сточных вод благодаря их воздействию на широкую группу неорганических и органических веществ.

Основными достоинствами указанной технологии по сравнению с другими, применяемыми для этой цели, являются:

- экологическая чистота и безопасность;
- комплексный характер воздействия на обрабатываемые водные растворы,
- совместимость со многими традиционными методами очистки;
- меньшие, примерно в 3 раза, затраты энергии по сравнению с другими методами.

На сегодняшний день, основные электронные ускорители непрерывного типа, применяемые в промышленных установках очистки сточных вод, разработанные в России, эффективно работают на некоторых производствах Южной Кореи, Индии.

Данные источники непрерывных электронных пучков обеспечивают высокую производительность и требуют использования мощной радиационной защиты, которая значительно увеличивает стоимость и снижает безопасность данных способов обработки сточных вод. Производительность таких комплексов составляет тысячи м³/час. Рентабельность использования таких ускорителей оправдана при высоких объемах стоков (городской коллектор, большие производственные предприятия). Вместе с тем, не решена проблема очистки и обеззараживания сточных вод малой производительностью **до 1 м³/час**.

Для обработки сточных вод с производительностью менее **1 м³/ч** целесообразно использовать импульсный режим работы электронного ускорителя. Особенностью импульсной обработки электронным пучком является многократное (на 5 порядков) повышение уровня мощности поглощенной энергии пучка в сравнении с непрерывным электронным пучком.

ООО «Газпром трансгаз Томск» совместно с НИ ТПУ разрабатывает опытную установку для очистки и обеззараживания хозяйственно-бытовых сточных вод на базе импульсного сильноточного ускорителя электронов.

Импульсный электронный ускоритель состоит из высоковольтного генератора импульсного напряжения (ГИН), двойной формирующей линии (ДФЛ) с масляной изоляцией, искрового высоковольтного газового разрядника (ИР), вакуумной системы (ВС), диодной пушки (ДП), камеры обработки сточной (КО) воды и источника силового питания и управления. Источник питания обеспечивает зарядку емкостных накопителей, расположенных в генераторе импульсного напряжения. Генератор импульсно напряжения формирует импульс напряжения амплитудой до 500 кВ и осуществляет зарядку двойной формирующей линии, при этом происходит сжатие передаваемой энергии во времени и увеличение мощности импульсов напряжения.



Сравнительные эксперименты показали, что радиационное воздействие импульсного электронного пучка на стоки является эффективным способом очистки сточной воды, это подтверждают изменения интегральных характеристик воды и концентрации органических веществ. В зоне облучения образуются озон и короткоживущие, высокореакционные частицы, такие как перекись водорода, радикалы ОН, гидратированные электроны. Вследствие этого, воздействие излучения на воду является многофакторным. **Учитывая мировую новизну данного способа очистки подана заявка на патент на данный способ очистки.**

Энергия электронов (500) кэВ.

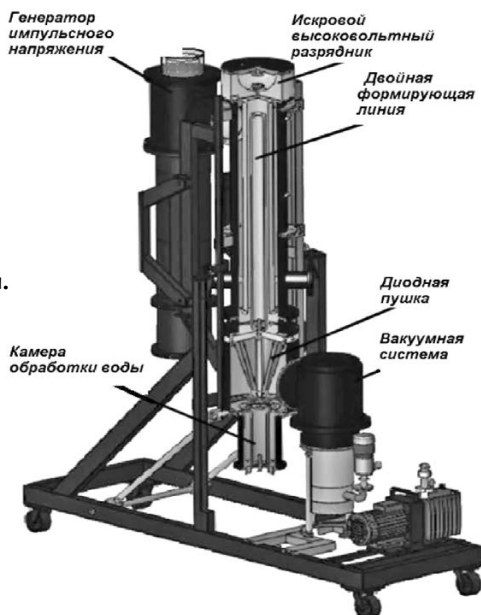
Энергия пучка – 10 Дж.

Частота импульсов – 100 имп\с.

Производительность – до 1 м³/ч.

Мощность – 7 кВт.

Длительность импульса – 15 нс.



Натурные испытания установки ведутся на КС «Володино» ООО «Газпром трансгаз Томск» на реальном стоке. Вода забирается из приемного резервуара канализационной насосной станции и прокачивается через установку и производится отбор проб.

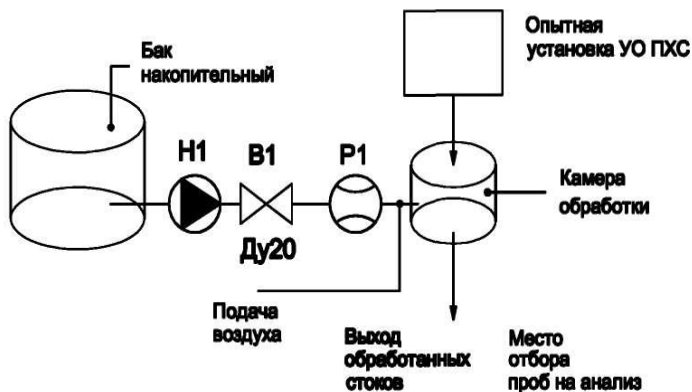
Согласно результатам химического анализа в пробах обработанной сточной воды эффективно происходит улучшение органолептических показателей, т.е. обработанная вода становится бесцветной, без выраженного запаха. Наблюдается снижение концентраций показателей химического и биологического потребления кислорода, что говорит об уменьшении суммарного содержания в воде органических веществ. В среднем, концентрации ХПК, БПК и взвешенных веществ снижаются на 60%. Концентрации фенолов, нефтепродуктов, поверхностно-активных веществ (ПАВ), железа после обработки соответствуют требованиям ПДК для воды водных объектов, имеющих рыбохозяйственное значение (ОБУВ от 28.04.99 N 96).



По результатам бактериологического анализа также происходит стерилизация сточной воды. Обязательным условием для получения данного результата является обработка всего объема воды.

Выгода применения данной разработки в качестве канализационно-очистного оборудования очевидна, учитывая, что капитальные вложения в строительство очистных сооружений на основе биологических методов составляют в среднем порядка 30 млн. рублей на одну площадку, а стоимость конструкторской установки с учетом внедрения не более—5 млн. рублей.

Таким образом, достигается качественная очистка и стерилизация воды. Это значительно снижает стоимость установки и делает её конкурентной для очистки и обеззараживания вод малых и средних предприятий, а также бытовых сточных вод небольших поселков, при этом обеспечивается рациональное промышленное и экологическое безопасное природопользование и в целом экологическая безопасность в регионах деятельности ОАО «Газпром» в Российской Федерации.





Организация подземного хранилища газа (ПХГ) на истощенных объектах Сорочинской группы месторождений

А. П. Волков

ОАО «Оренбургнефть» НГДУ Сорочинскнефть»

Компаниям, которые в 2012 году продолжают сжигать попутный газ на факелах, будут введены максимальные штрафные санкции за сверхлимитные выбросы в атмосферу.

Минприроды РФ

В настоящее время в нефтегазовых компаниях остро стоит вопрос утилизации попутного нефтяного газа и доведения до уровня утилизации 95%. В случае недостижения уровня в 95% компании будут вынуждены платить огромные штрафы за сверхнормативные выбросы в атмосферу.

В настоящее время в ОАО «Оренбургнефть» в НГДУ «Сорочинскнефть» добываемый попутный нефтяной газ первой ступени сепарации с ДНС «Ольховская», УПСВ «Сорочинско—Никольское» и УПСВ «Родинская» транспортируется на Покровские ГС (головные сооружения) (ГКС), где дожимается и поступает на Отраденский ГПЗ.

На данный момент ведется строительство газопровода ДНС «Кодяковская—УПСВ Сорочинско-Никольское—УКПГ Покровская» и строительство газокompрессорной станции ГКС «Никольская» со сроком ввода—2-й квартал 2012 года с целью утилизации газа второй ступени сепарации и доведения уровня использования газа до 95%.

Текущий уровень использования газа по Покровскому направлению составляет 51%. Остальной объем газа (49%) сжигается на факельных установках (ДНС Кодяковская, ДНС Малаховская, ДНС Ольховская, ПНН Пойменное, УПСВ Сорочинско—Никольское, ДНС Горное, УПСВ Родинская), по причине ограничения инфраструктуры и приема газа Отраденским ГПЗ. На сегодняшний день ведется строительство Покровской УКПГ (установка комплексная подготовки газа) производительностью **450 млн.м³/год**, со сроком ввода май 2012 года, с целью утилизации и переработки ПНГ.

Предлагается организовать временное подземное хранилище газа (ВПХГ) на выработанных нефтяных залежах, имеющих направление сдачи—ЦППС «Сорочинско-Никольское».

Организация ПХГ позволит достичь коэффициента использования газа 95%: в случае проведения ежегодного технического обслуживания (ТО), аварийных ситуаций, а также в неспособности принять объемы газа Отраденским ГПЗ. Кроме того предлагаемое мероприятие позволит сократить валовый выброс сверх лимитов при сжигании попутного нефтяного газа и снизить выплату штрафов при сжигании ПНГ.

Был проведен расчет поставки попутного нефтяного газа на Покровскую УКПГ по Сорочинскому и Покровскому активу. По полученным данным получается, что объемы газа по Сорочинскому и Покровскому

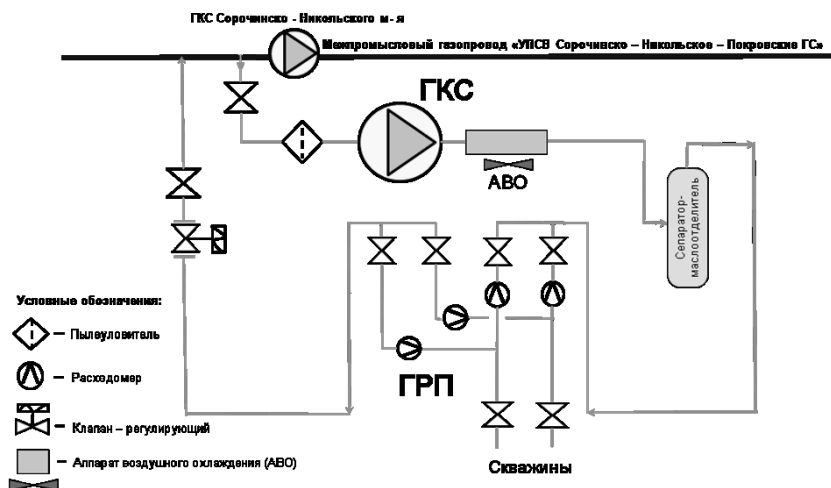


активу превышают производственные мощности Покровской УКПГ. Избыток ресурсов над производственными мощностями за период с 2013 по 2020 год составляет **300 млн.м³**. При условии реализации данного сценария возникает риск не достижения 95% использования ресурсов ПНГ Сорочинского и Покровского актива.

Основным оборудованием при закачке газа в ПХГ будет являться компрессорная станция ГКС. Производительность ГКС определяется по количеству газа, необходимого для закачки в ПХГ. С учетом избытка ресурсов получается, что максимальный объем газа приходится на 2017 год **70 млн. м³**. Принимаем производительность ГКС равную **70 млн.м³ газа в год. 70 млн.м³ = 191 тыс.м³/сутки = 7990 м³/час = 133 м³/мин = 2,2 м³/сек.**

Для обеспечения требуемого объема закачки и технологической гибкости принимаем **2 компрессора (1 — раб., 1 — рез.)** производительностью по **70 млн.м³/год**. По данным геологической службы, необходимое давление газа на устье скважины должно составлять **~ 60 кг/см²**. С учетом сопротивления трубопроводов от ГКС до устьев скважин (**~ 2 кг/см²**), принимаем давление на выходе из компрессора **60 + 2 = 62 кг/см²**. Точкой отбора газа для подачи его в ПХГ будет считаться газопровод «УПСВ Никольская-Покровская ГКС», в котором давление составляет **~ 5 кг/см²**.

Принципиальная схема наземных сооружений ПХГ



В капитальные затраты на организацию ПХГ было включено следующее:

1. Стоимость 2-х ступенчатого газового компрессора (ГК) производительностью 70 млн.м³ в год (133 м³/мин), в комплекте составляет — 50 млн.руб. (данные маркетинга рынка).
2. Стоимость ГКС в комплекте с АВО, сепараторами, обвязкой и КИПиА составит:

$$50 \text{ млн.руб.} \times 2 = 100 \text{ млн.руб.}$$



3. Проектно—изыскательные работы (ПИР) (10% от стоимости оборудования):

$$100 \times 0,1 = 10 \text{ млн.руб.}$$

4. Стоимость строительства (85% от стоимости оборудования):

$$100 \times 0,85 = 85 \text{ млн.руб.}$$

Итого ПИР и стоимость строительства: **95 млн.руб.**

5. Стоимость восстановления инфраструктуры скважин (трубопроводы, скважинная арматура и проч.— 10% от стоимости оборудования):

$$100 \times 0,1 = 10 \text{ млн.руб.}$$

6. Непредвиденные затраты (10%): **95 x 0,1 = 9,5 млн.руб.**

Всего затраты на организацию ПХГ составят:

$$100 + 95 + 10 + 9,5 = 214,5 \text{ млн.руб.}$$

В проекте были учтены затраты на обслуживание ГКС, которые составили за период с 2013 по 2020 год **328,6 млн.руб.** (данные затраты ОПЕХ взяты с Вахитовской ГКС, которая на сегодняшний день находится в работе в НГДУ «Сорочинскнефть»).

Был проведен расчет платы за сверхнормативное сжигание попутного нефтяного газа (избыток ресурсов **300 млн.м³**) по Покровскому направлению за расчетный период с 2013 по 2020 год, размер платы составил **900 млн.руб.**

Экономический эффект проекта складывается из следующих показателей:

1. Затраты (CAPEX) на проектирование и строительство газокompresсорной станции (ГКС) составят—**214,5 млн.руб.**;

2. Затраты (ОПЕХ) на обслуживание газокompresсорной станции (ГКС) составят—**328,6 млн.руб.**;

3. Экономия за счет отказа от платы сверх лимита за выброс попутного нефтяного газа по Покровскому направлению—**900,055 млн.руб.**

4. Экономический эффект за 8 лет составит:

$$900,055 - 214,5 - 328,6 = 356,95 \text{ млн.руб.}$$

5. Экономический эффект за год составит:

$$356,95 / 8 = 44,61 \text{ млн.руб.}$$

Реализация и внедрение проекта, как организация ПХГ на истощенных объектах Сорочинской группы месторождений, позволит предприятию достичь уровня утилизации газа не только в 95%, но и в 100%. Таким образом, предприятие не будет выплачивать штрафы при сжигании попутного нефтяного газа. Также учитывая техническое развитие технологий, после извлечения газа на поверхность можно получать продукт переработки для дальнейшей его реализации.

Экономические показатели составили:

- индекс прибыльности PI = 1.40 ед.;
- чистый доход NPV = 2581 тыс.\$;
- срок окупаемости проекта DPP = 5.9 лет.



Глубинная видеосъемка как эффективный метод снижения затрат на капитальный ремонт скважин

А. А. Гуз, Э. Р. Камакаев

ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»

Как известно, компания стремится к сокращению бездействующего фонда за счет проведения различных ГТМ. На сегодняшний день по нефтяному фонду, доля бездействующего фонда составляет порядка 24%, по нагнетательному примерно столько же 28%.

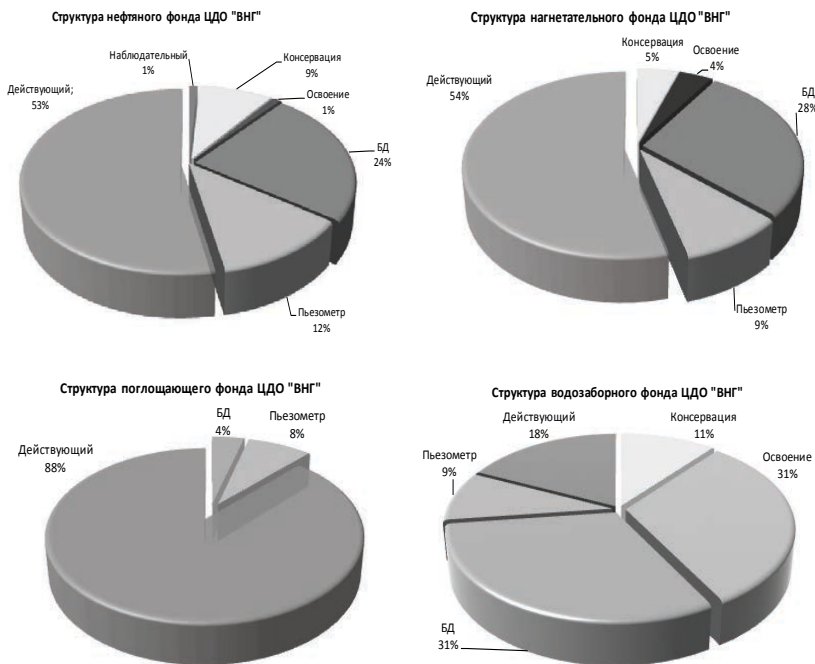


Рис. 1. Структура фонда скважин ЦДО «ВНГ»

Как видно из табл. 1, общий эксплуатационный фонд составляет порядка 6 тыс. скважин. Что касается нефтяного фонда, то в работе находится 1786 скважин, а в бездействии 857. Из этой таблицы видно что половина бездействующего фонда приходится на Северо-Варьганское месторождение, в большинстве случаев это скважины с аварийным забоем и не имеется ни малейшего представления о том, что там находится из-за отсутствия достоверных данных.



Таблица 1

Структура фонда скважин по месторождениям

Месторождение	Скважин				
	Всего	Нефтяных, в отчетном периоде			
		В работе	Остановлены	В бездействии	
			текущего года	прошлых лет	
Бахилловское	466	58	7	4	145
Верхнеколик-Еганское	575	286	15	3	59
Северо-Варьеганское	1561	187	5	4	369
Северо-Хохряковское	287	38	3	1	56
Сусликовское	18	9	-	-	2
Западно-Ермаковское	22	21	-	-	-
Колик-Еганское	72	41	1	-	1
Кошильское	359	183	6	2	4
Орехово-Ермаковское	1256	329	9	2	193
Пермяковское	360	168	2	1	10
Хохряковское	877	449	11	4	17
Чехлонейское	27	17	1	-	1
Всего	5880	1786	60	21	857

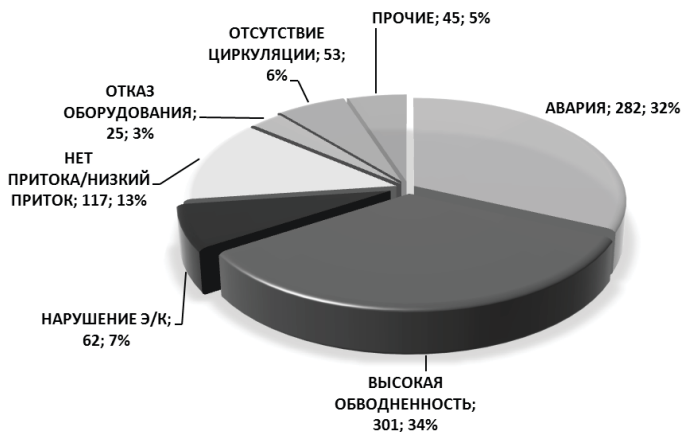


Рис. 2. Распределение бездействующего фонда нефтяных скважин по причинам

Из рис. 2 видно, что порядка 34% — это скважины с высокой обводненностью, чуть меньше 32%, как упоминалось ранее, и наиболее интересный для нас, это аварийные скважины. Далее идут скважины с низким дебитом, нарушением э/к, отсутствием циркуляции, отказ оборудования и прочие.

Рассмотрим основные методы обследования «аварийных скважин». Это спуск «печати», геофизические исследования (ОТСЭК при компрессировании, свабировании, профиломеры, толщиномеры и т.п.), а также поинтервальная опрессовка эксплуатационной колонны пакером.



Недостатками данных методов является:

- 1) отсутствие возможности визуальной оценки ствола скважины и забоя;
- 2) дополнительные СПО технологических НКТ для выполнения обследования Э/К и забоя;
- 3) возможность получить аварию при СПО;
- 4) дублирование операций обследования Э/К различными методами

Целью данной работы является предложение применения глубинной видеосъемки для снижения затрат на КРС.

Существуют различные методы снижения затрат на КРС, в данном проекте будет рассматриваться глубинная видеосъемка. При использовании данной технологии—существует возможность решить такие задачи как: определение характера не герметичности э/к, ее состояние в целом, и точное определение аварийного оборудования на забое. Были рассмотрены 4 подрядные организации обладающие данной технологией, из них была выбрана одна, это ООО «Октургеофизика», которая имеет следующие преимущества: собственная разработка технологии глубинной видеосъёмки, большой опыт работы по всей России, компьютеризированный процесс исследования скважин. Производственная база находится в г. Нижневартовске—что является неоспоримым преимуществом перед другими подрядчиками.

На рис. 3 представлены технические характеристики скважинного видео комплекса СВК-02. Важным здесь является угол обзора 130 градусов, температура среды до 100 градусов, высокое качество видео, обусловленное качественной матрицей способной снимать до 25 кадров в секунду.



Рис. 3. Технические характеристики скважинного видео комплекса СВК-02

Рассмотрим условия для работы видео комплекса. Во-первых, это возможность исследовать скважину как в открытом стволе, так и в НКТ. Во вторых, соблюдение следующих требований, предъявляемых к исследуемой скважине: 1) необходимость тщательной промывки скважины; 2)



прозрачность скважинной жидкости, от которой будет зависеть качество видео; 3) ограничение по работе с горизонтальными скважинами.

Рассмотрим эффективность проведенных ремонтов на б/д фонде. В 2010 году было проведено 63 ремонта, из которых 7 были неэффективны, затраты на эти ремонты составили около 22 млн. рублей. Таким образом, средний процент неэффективных ремонтов составил порядка 11%. Используя глубинную видеосъемку, возможно сокращение продолжительности одного ремонта на 10%, а также увеличение эффективности ремонтов.

Рассмотрим экономический расчет по проекту «Развитие». Согласно бизнес-плану ЦДО «ВНГ» в 2012 году планируется произвести 99 ремонтов КРС на б/д фонде, из них 26 неэффективные. В данном проекте будет произведена видеосъемка на 80% скважин из этого числа. Применяв глубинную видеосъемку, время ремонтасокращается на данных скважинах на 10% и количество неэффективных ремонтов сокращается до 18. Стоимость операции по видеосъемке на 1-й скважине составила 190 тыс. рублей.

Расчет эффективности был произведен на один год в программе Merak Peer (Приложение 1). Окупаемость проекта наступает после первого ремонта. Приведенные инвестиции (PVI) составили 547,58 тыс. \$ США. Дисконтированный денежный поток (NPV) составил 1109,32 тыс. \$ США (Приложение 2). Индекс P_i равен 3,03 единицам

Также был произведен расчет экономической эффективности проекта на «Базе».

В 2012 г. планируется произвести 77 ремонтов КРС на «базовом» фонде, из них запланировано 12 неэффективными. В данном проекте планируется произвести видеосъемку на 10% скважин, то есть на 8 скважинах. Применяв глубинную видеосъемку, сокращается время ремонта на 10% и сокращается количество неэффективных ремонтов до 10.

Расчет эффективности был также произведен на один год в программе Merak Peer (Приложение 3). Окупаемость наступает уже после первого ремонта. Приведенные инвестиции (PVI) составили 51,55 тыс. \$ США. Дисконтированный денежный поток (NPV) составил 61,57 тыс. \$ США (Приложение 4). Индекс P_i равен 2,19 единицам.

Что касается техники безопасности и охраны окружающей, то здесь можно выделить следующее. Во-первых, уменьшается площадь загрязнения кустовой площадки за счет сокращения количества спускоподъемных операций. Во-вторых, появляется возможность сокращения несчастных случаев на производстве за счет правильного подбора ловильного оборудования. В-третьих, шадящее отношение к недрам за счет оптимизации комплекса работ при ликвидации аварии на скважине и ремонтах по ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны.

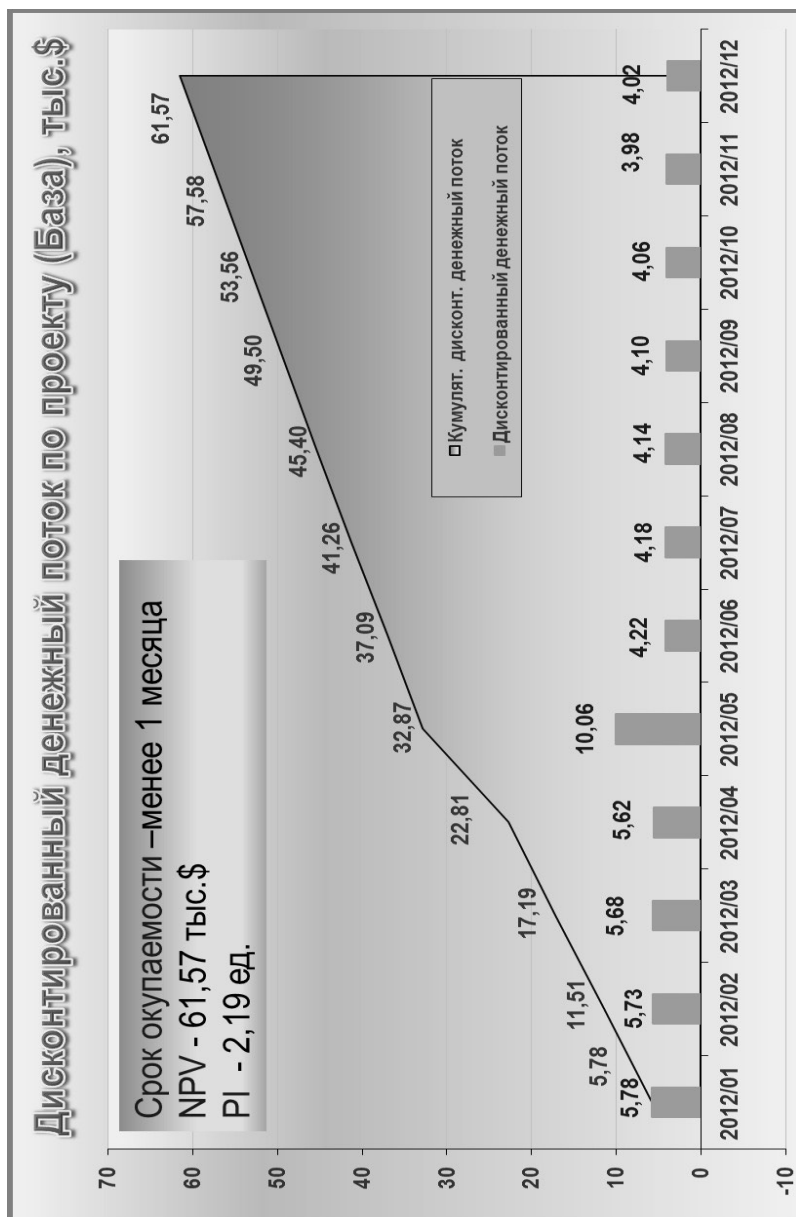
Выводы

Благодаря глубинной видеосъемки есть возможность сократить продолжительность ремонта и, как следствие, сократить риск возникновения несчастных случаев. Повышается эффективность производимых ремонтов, а также, что немаловажно уменьшается количество бездействующего фонда. Наиболее остро эта проблема стоит на Северо-Варьганским месторождении, с его огромным бездействующим фондом. Таким образом, данный проект будет актуален не только на промыслах ЦДО ВНГ, но и компании в целом.



тыс. \$ США (без НДС)

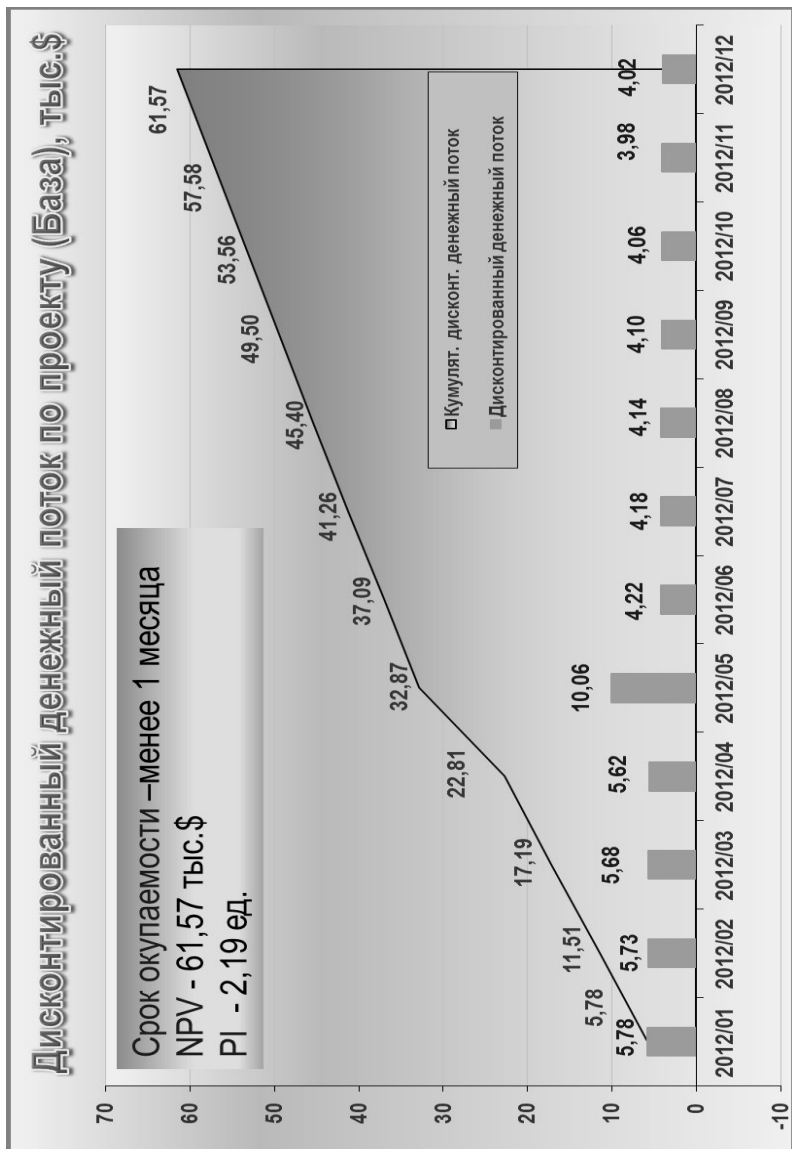
	2012/01	2012/02	2012/03	2012/04	2012/05	2012/06	2012/07	2012/08	2012/09	2012/10	2012/11	2012/12	Total
ДОХОДЫ (без НДС, комм.расх.)	406,37	406,37	406,37	406,37	406,37	406,37	406,37	406,37	406,37	406,37	406,37	406,37	4 876,43
Эксплуатационные расходы	366,35	340,26	320,69	294,60	281,55	275,03	261,98	216,32	216,32	216,32	216,32	216,32	3 222,05
Финансовый результат	40,02	66,11	85,68	111,77	124,82	131,34	144,39	190,05	190,05	190,05	190,05	190,05	1 654,38
Балансовая прибыль	40,02	66,11	85,68	111,77	124,82	131,34	144,39	190,05	190,05	190,05	190,05	190,05	1 654,38
Налог на прибыль	8,00	13,22	17,14	22,35	24,96	26,27	28,88	38,01	38,01	38,01	38,01	38,01	330,88
Прибыль, ост. в расп. предприятия	32,01	52,89	68,54	89,42	99,85	105,07	115,51	152,04	152,04	152,04	152,04	152,04	1 323,51
Приведенные инвестиции (PVI)	133,96	109,62	91,45	67,94	56,08	50,00	38,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	547,58
Кумулятивный PVI	133,96	243,58	335,03	402,97	459,06	509,06	547,58	547,58	547,58	547,58	547,58	547,58	---
Чистый денежный поток	32,01	52,89	68,54	89,42	99,85	105,07	115,51	152,04	152,04	152,04	152,04	152,04	1 323,51
Кумулятивный денежный поток	32,01	84,90	153,44	242,86	342,71	447,79	563,30	715,34	867,38	1 019,42	1 171,46	1 323,51	---
Дисконт. денежный поток (NPV)	28,58	46,78	60,05	77,61	85,85	89,49	97,45	127,07	125,87	124,69	123,52	122,36	1 109,32
Кумулят. дисконт. денежный поток	28,58	75,36	135,41	213,02	298,87	388,36	485,81	612,88	738,75	863,44	986,96	1 109,32	---
Индекс доходности инвестиций (PI)													3,03





Тыс. \$ США (без НДС)

	2012/01	2012/02	2012/03	2012/04	2012/05	2012/06	2012/07	2012/08	2012/09	2012/10	2012/11	2012/12	Total
ДОХОДЫ (без НДС, комм.расх.)	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	158,81
Эксплуатационные расходы	5,14	5,14	5,14	5,14	-1,39	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04	7,04	68,47
Финансовый результат	8,10	8,10	8,10	8,10	14,62	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19	90,34
Балансовая прибыль	8,10	8,10	8,10	8,10	14,62	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19	90,34
Налог на прибыль	1,62	1,62	1,62	1,62	2,92	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	18,07
Прибыль, ост. в расп. предприятия	6,48	6,48	6,48	6,48	11,70	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	72,27
Приведенные инвестиции (PVI)	11,65	11,54	11,43	11,32	5,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	51,55
Кумулятивный PVI	11,65	23,19	34,62	45,94	51,55	51,55	51,55	51,55	51,55	51,55	51,55	51,55	---
Чистый денежный поток	6,48	6,48	6,48	6,48	11,70	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95	72,27
Кумулятивный денежный поток	6,48	12,96	19,43	25,91	37,61	42,56	47,51	52,46	57,42	62,37	67,32	72,27	---
Дисконт. денежный поток (NPV)	5,78	5,73	5,68	5,62	10,06	4,22	4,18	4,14	4,10	4,06	4,02	3,98	61,57
Кумулят. дисконт. денежный поток	5,78	11,51	17,19	22,81	32,87	37,09	41,26	45,40	49,50	53,56	57,58	61,57	---
Индекс доходности инвестиций (PI)													2,19





Внедрение GTL-установки для переработки попутного нефтяного газа на месторождениях ЦДО «Варьеганнефтегаз»

А. С. Дервянская

ОАО «Варьеганнефтегаз»

В настоящее время пятая часть газа, добываемого в России, сжигается на факельных установках. По подсчетам Минэнерго России из-за недостаточной степени переработки ПНГ (попутного нефтяного газа) бюджет РФ ежегодно теряет около \$13 млрд. Только в одном ХМАО по данным администрации округа в 2011 году сгорело на факелах 5,4 млрд. м³ ПНГ, что сопоставимо с уничтожением 4,6 млн. тонн нефти. Кроме того, поступающие в окружающую среду продукты сгорания ПНГ представляют собой потенциальную угрозу нормальному функционированию человеческого организма.

В январе 2012 года вступило в силу постановление правительства РФ «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания ПНГ на факельных установках» с переходом на его 95% утилизацию.

Компания ТНК-ВР идет в ногу со временем, всегда использует самые передовые технологии. Задолго до выхода этого постановления ОАО «Варьеганнефтегаз» уже начало проводить политику по утилизации ПНГ. Тем не менее, на многих площадках нашего предприятия все еще работает старая схема, газ II ступени сепарации (газ концевой сепарационной установки) подается на факел и сжигается.

В свете вышесказанного предлагается один из возможных путей решения данной ситуации, что позволит не только следовать букве закона, сохранять экологический баланс, но и получать дополнительную прибыль.

Представляется проект внедрения микротоннажных заводов для переработки ПНГ в топливо на площадках ОАО «Варьеганнефтегаз» (рис. 1):

Микротоннажные GTL-установки—это инновация на российском рынке. Технологии по получению жидких моторных топлив из ПНГ получили название GTL (Gas-to-liquid). Вместо капиталоемкой транспортировки газа на перерабатывающие заводы с помощью данной технологии можно применить схему размещения микрозаводов непосредственно у источника сырья.

Проект предусматривает двухстадийный процесс получения синтетической нефти из попутного нефтяного газа с последующим производством (при необходимости) синтетического топлива, соответствующего стандартам Евро-4 и Евро-5, на блочно-модульных комплексах с использованием газохимической технологии GTL.

Транспортировка жидкого продукта—более простой и дешевый способ, чем транспортировка газа. Возможно потребление полученного топлива на месте эксплуатации установки. Продуктами переработки могут быть синтез-газ, товарный метанол, синтетическая нефть, моторное топливо (бензин, керосин, дизтопливо)—в зависимости от потребности

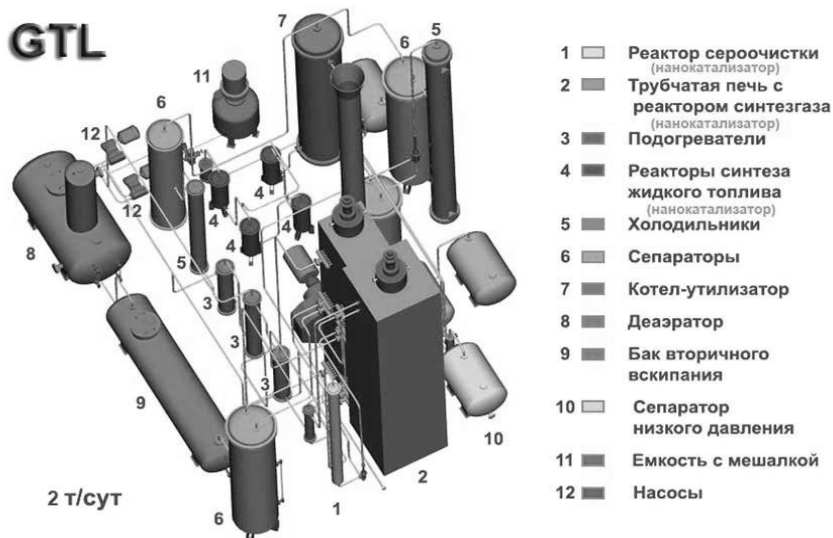


Рис. 1. Микротоннажная GTL-установка

Заказчика и условий транспортировки. Номенклатура продуктов минитоннажной GTL-установки представлена в таблице 1.

Таблица 1

Номенклатура продуктов минитоннажной GTL-установки

Метанол-сырец	содержание основного вещества не менее 86 мас.%
Метанол-ректификат	содержание основного вещества не менее 99 мас.%
Синтетическая нефть	ГОСТ Р 51858–2002
Бензин	ГОСТ Р 51105–97
Авиационный керосин	ГОСТ 10227–86
Дизельное топливо	ГОСТ 305–82

Блочно-модульное исполнение (до 100 м²) сокращает сроки монтажа и ввода в эксплуатацию, позволяет производить демонтаж и запуск в любом промышленном месте добычи нефти и газа, делает установку мобильной, т.е. при выработке скважины ее можно переместить на новое место и продолжать эксплуатировать. Установка экологически безопасна (нет токсичных выбросов). Может эксплуатироваться в автономном режиме, техпроцесс полностью автоматизирован. Оригинальное конструкторское решение делает возможным оперативную технологическую перенастройку для выпуска других химических продуктов. Узлы собственной разработки позволяют реализовать процесс получения син-



тез-газа в реакторе с наноструктурным каталитическим покрытием, что позволяет уменьшить габариты оборудования, тем самым существенно снизить металлоемкость установки, а так же осуществить переработку газового сырья нестабильного состава.

Обслуживание GTL-установок не требует наличия специализированного персонала, достаточно провести инструктаж с уже имеющимся кадровым составом.

Преимущества внедрения данного технологического решения:

- реализация процесса получения синтез-газа в реакторе с наноструктурным покрытием позволяет уменьшить габариты оборудования, что снижает металлоемкость и дает возможность переработки газового сырья нестабильного состава;
- возможность оперативной технологической перенастройки позволяет переходить на выпуск широкого круга химических продуктов;
- высокое качество и экологическая чистота конечных продуктов установки — практически не содержат ни серы ($<0,0005$ мас.%), ни ароматических углеводородов (<1 об.%);
- переработка неиспользованных попутных и природных газов в жидкие моторные топлива позволяет резко сократить выбросы CO_2 и других продуктов сжигания на факелах;
- легкая и дешевая транспортировка жидких продуктов по гораздо более экономичной схеме при окружающих температурах и давлениях;
- дополнительное косвенное положительное следствие внедрения установки связано с влиянием на ситуацию с парниковым эффектом и глобальным потеплением климата. Выбросы в атмосферу парниковых газов в расчете на километр пробега автотранспортных средств существенно снижаются при применении дизельных топлив, поскольку дизельные двигатели обеспечивают более эффективное сгорание топлива. С этой точки зрения реализация данного проекта является весьма перспективной, поскольку около 80% конечной продукции типичных установок — это высококачественные компоненты дизельных топлив.

На сегодняшний день заводы GTL нашли свое применение в Малайзии, ЮАР и Катаре. Единственная действующая в России установка-GTL расположена на Юрхаровском месторождении компании «НОВАТЭК», которую компания запустила в 2007 году. В настоящее время НОВАТЭК заказал проект второй установки большей мощности.

ОАО «Роснефть» рассматривает возможность строительства GTL-завода совместно с Shell и малайзийской государственной нефтяной компанией Petronas. В 2013–2014 годах ОАО «Газпром нефть» планирует построить на Омском НПЗ опытную установку-GTL, сейчас компания прорабатывает проект создания установки. После ее апробации на Омском НПЗ «Газпром» планирует строить подобные установки на промыслах.

С середины 2004 года компания Shell примешивает в свое дизельное топливо марки V-Power синтетические компоненты, производимые



на заводе в Малайзии. За свой вклад в развитие синтетического топлива в июне 2005 Shell и Volkswagen были удостоены премии профессора Фердинанда Порше.

Одним из последних проектов является создание гигантского производства в Катаре мощностью 140 тыс. барр./сутки, где первая линия мощностью 70 тыс. барр./сутки запущена в 2009 г.

Процесс получения жидких моторных топлив из ПНГ происходит на основе синтеза Фишера-Тропша с использованием реакторов с каталитически активными мембранами. Первые четыре завода по производству углеводородов методом Фишера-Тропша с производительностью около 200 тыс. т. в год были построены в Германии в 1936 г. В зависимости от разновидности реакторов (с неподвижным слоем катализатора, с псевдооживленным слоем катализатора, сларри-реакторы), а также от содержания и вида активного металла и дополнительных компонентов в катализаторах синтеза Фишера-Тропша стоимость GTL-установки, ее производительность, а также затраты на компрессию могут варьироваться. Разработчики GTL-установок используют различные технологии синтеза синтетического топлива из ПНГ (Sasol, Exxon AGC-21, BP-Amoco, Syntroleum).

Схема базовой технологии Фишера-Тропша работает следующим образом.

Технологический цикл предполагает проведение нескольких операций (рис. 2):

Первая стадия — подготовка газа. В блок подготовки подается углеводородный газ при входном давлении 1,0–1,2 МПа, что позволяет отказаться от дорогостоящего компрессора. Процесс каталитической сероочистки позволяет проводить очистку газа в «мягких» условиях благодаря использованию специально разработанных катализаторов.

Вторая стадия — получение синтез-газа, осуществляемое конверсией природного или попутного газа при $p=1,0-1,2$ МПа, $T=500-900$ °С, что обеспечивает высокую степень конверсии и тонкую регулировку состава синтез-газа за один проход.

Третья стадия — производство жидких продуктов из синтез-газа. Синтез-газ поступает в блок синтеза жидких продуктов, где в реакторах изотермического типа на низкотемпературном бифункциональном катализаторе идет синтез метанола или синтез жидких синтетических топлив при $p=1,0-1,2$ МПа, $T=180-200$ °С, позволяющий непосредственно в однопроходном процессе получать высокие выходы этих фракций (C^7-C^{20}) с хорошими эксплуатационными и экологическими показателями. Количество реакторов зависит от требуемой мощности установки, учитывая конъюнктурный спрос на получаемые продукты. Трехреакторный узел получения метанола обеспечивает 75–80% конверсию исходного синтез-газа. Получаемый метанол-сырец имеет высокое содержание целевого продукта 94–99 мас.%. Использование каскада поочередно работающих проточных реакторов с межступенчатым охлаждением, сепарацией и подогревом позволяет существенно сократить объем рециркулируемого газа пароструйным компрессором, упростить технологию процесса, тем самым снизить себестоимость его производства.

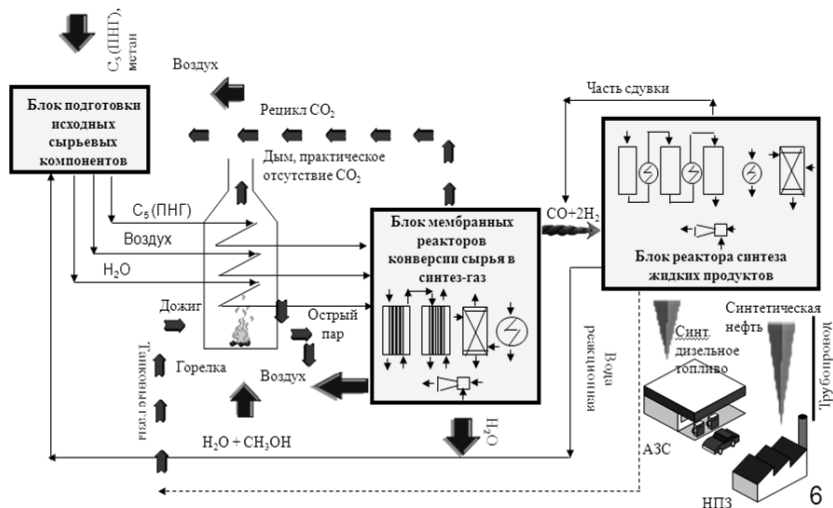


Рис. 2. Принципиальная схема GTL-процесса

Возможна дополнительная стадия при специальных требованиях к топливу (не показаны на схеме) — упрощенная стандартная стадия ректификации или фракционирования (при необходимости).

Установки конструируются разработчиками под конкретные объекты. Мною были спроектированы мини-заводы GTL на 10 площадках ОАО «Варьганнефтегаз» (см. Приложение 1 к проекту) с учетом индивидуальных технических параметров объектов (таких как объем газа II ступени очистки, производительность установок с учетом потребления дизельного топлива на нефтепромыслах, наличие/отсутствие вакуумно-компрессорной станции, наличие автозаправочной станции (АЗС).

На многих нефтепромыслах нашего предприятия расположены автозаправочные станции. При производстве синтетического дизельного топлива из попутного нефтяного газа на своих месторождениях возможен вариант его реализации подрядчикам, работающим на месторождениях через АЗС ООО «Запсибнефтепродукт» (предприятие из ГК «ТНК-ВР»), либо через другие частные АЗС с минимальными издержками, так как себестоимость изготовленного своими силами топлива будет низкой, а его производство непосредственно у источников сырья позволит избежать транспортных расходов. Конструкция установки позволяет наладить ее под потребности заказчика, к примеру, производить одновременно и синтетическое дизтопливо и синтетическую нефть. На тех площадках, где потребности у подрядчиков в топливе небольшие, были рассмотрены такие варианты установок с дальнейшей закачкой синтетической нефти в нефтепровод и ее транспортировкой на ГПЗ.

В ходе расчетов были получены следующие результаты по основным показателям экономической эффективности с разбивкой по площадкам на период 15 лет (таблица 1):



Таблица 1

Показатели экономической эффективности внедрения проекта

Ван-Ёганское м/р, ЦПС	-2626	9048	0,71	6	15,0
Ван-Ёганское м/р, ДНС-2	-802	3125	0,4	5	15,0
Северо-Варьеганское м/р, ЦПС	94	1536	1,06	13	12,1
Северо-Варьеганское м/р, ДНС-3	5283	4768	2,11	31	5,3
Северо-Варьеганское м/р, ДНС-2	5132	5208	1,99	29	5,8
Орехово-Ермаквское м/р, ЦПС	-941	3571	0,74	5	15,0
Бахилловское м/р, ЦПС	3026	6643	1,46	20	7,8
Верхне-КоликЕганское м/р, ДНС	-5546	19631	0,72	6	15,0
Кошильское м/р, ДНС	680	5982	1,11	15	10,8
Пермяковское м/р	47	3238	1,01	12	14,1
Единица измерения	тыс. \$	тыс. \$	ед.	%	год
Показатели экономической эфф-ти	NPV	PVI	PI	IRR	DPP



Самыми инвестиционно-привлекательными оказались проекты на 3 площадках — ЦПС Бахилковского м/р, ДНС-2 Северо-Варьеганского м/р, ДНС-3 Северо-Варьеганского м/р).

Сегодня мы стоим перед ценностным выбором: что важнее — достижение заранее определенного ориентира любой ценой или сохранение экономической эффективности корректировкой планов и реализацией проектов, основанных на реальной ситуации? Этот ценностный выбор мы должны сделать вместе с государством, так как очевидно, что в данном случае интересы государства и бизнеса очень близки.

На данный момент все предпосылки для широкого освоения GTL-технологий созрели. Эти технологии уже не рассматриваются как экзотика, а воспринимаются как хорошая рыночная перспектива для стран и компаний, располагающих большими запасами природного или попутного газа и желающими воспользоваться возможностью стать членами уникального клуба — топливной GTL-промышленности. Многие зарубежные транснациональные компании уже давно запатентовали GTL-технологию, тогда как в России это направление не развивается.

Реализация проекта по внедрению GTL-установок позволит не только следовать законодательству Российской Федерации, поддерживая экологическое равновесие региона, но и получать дополнительный доход, как компаниям, так и государству в виде налогов. Технологии GTL могут дать Югре новую жизнь, обеспечить новые рабочие места и наладить производство альтернативного вида топлива.

В заключении хотелось бы процитировать одного известного бизнесмена, автора книги «8 правил, которые необходимо нарушить, чтобы разбогатеть» (или «Как вышло так, что этот идиот богат, а я нет») Роберта Шеммина: **«Независимо от того, насколько упорно вы трудитесь, ваши деньги могли бы работать на вас значительно лучше, если только их правильно вложить».**

Разработка и внедрение технологии проведения ГРП в морских условиях

А. В. Дуванов, И. Р. Халиуллов, А. Г. Алексеев

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолскнефть»

Месторождение им. В. Филановского открыто в 2005 году в акватории Каспийского моря на Южно—Ракушечном поднятии поисковой скважиной 2 Ракушечной. Удаленность от города Астрахани составляет 160 км, от г. Махачкалы — около 250 км.

На месторождении выявлены три залежи: газоконденсатная в альбском и газоконденсатнонефтяная в аптском ярусах, газонефтяная в неомском надьярусе нижнемеловых отложений. Все залежи пластового типа, узкие и протяженные с запада на восток.

Месторождение пребывает на стадии разведки. В разработку не вводилось. Оперативно запасы рассматривались дважды в 2006 году: по ре-



зультатам бурения поисково-оценочных скв. 2Р и 4Р и сейсморазведки 2D, а так же в 2008 году по результатам бурения поисково-оценочной скв. 6Р, пробуренной восточнее скв. 2Р.

В 2011 г. с целью доразведки месторождения и оценки водонапорного режима неокомской залежи была пробурена скважина № 8 Ракушечная.

Запасы апта являются трудноизвлекаемыми, поэтому актуальным является выполнение мероприятий по интенсификации притока нефти и повышения нефтеотдачи пласта.

Для оценки добычных возможностей аптского горизонта при бурении последней скважины на месторождении принято решение о целесообразности проведения работ по интенсификации притока методом ГРП. Авторами данной работы был выполнен анализ геолого-геофизической информации и составлено техническое задание на проведение ГРП в морских условиях.

Само по себе проведение ГРП в морских условиях — это уникальное мероприятие, проведенное на территории России впервые на этой скважине. Для этой цели специально было спроектировано оборудование и проведена модернизация транспортного судна «Взморье», на котором было размещено оборудование.

Операция ГРП была выполнена по следующему плану:

1. Проведение полного МиниТеста, включая:
 - Нагнетательного Теста (стадия замещения)
 - Тест на повторное открытие
 - Калибровочный Тест на трение
 - Калибровочный тест с проппантной пачкой
 - Тест с различным расходом: с повышением расхода и с понижением расхода
2. Проведение Основного ГРП.

Итого, за время выполнения работ, было закачено:

1. Общая масса проппанта-50000 кг
2. Масса проппанта в пласт-50000 кг, из них 500 кг оставлено в колонне согласно расчетов и технологии закачки.
3. Объем шитого геля для основного ГРП и МиниТеста — 210,2 м³
4. Объем линейного геля-18,4 м³

В настоящий момент такой подход был реализован на разведочной скважине месторождения им. В. Филановского, что позволило сделать данный проект рентабельным.

В результате проведения ГРП дебит скважины вырос в 20 раз. На основании проведенных работ был рассчитан вариант освоения аптской залежи и ввод ее с момента начала падения добычи неокомского пласта.

Расчеты экономической эффективности проекта показывают, что при реализации проекта освоения апта с проведением ГРП в добывающих скважинах чистый дисконтированный доход (NPV15) существенно вырос и из отрицательного стал составлять 193,6 млн.долларов.

1. Впервые в морских условиях был проведен проппантный гидроразрыв пласта на территории России.
2. Работа ГРП с использованием судна — ТБС «Взморье» на пробуренной разведочной скважине, расположенной на шельфе Каспийского моря, проведена успешно.



3. В ходе подготовительных работ к основному ГРП был выполнен комплекс пробных закачек жидкости — МиниТест, направленный на выявление и оценку параметров пласта, рабочей жидкости, оборудования.
4. Давление на поверхности при закачке находится в пределах ожидаемого и полностью подтверждает предварительные расчеты требуемой мощности насосов, сделанные при подготовке к проекту. Мощность двух насосов (1800 ННР) обеспечивает необходимое давление для проведения ГРП на пласте K_1a .
5. Минимальный оцененный градиент давления закрытия трещины в пласте K_1a составляет 0,64 psi/ft или 14.37.
6. Проведенная оценка потерь давления на трение показала, что преобладают потери на трение при движении жидкости через НКТ. Оцененные суммарные потери на трение в призабойной зоне скважины составляют 3,4 атм при расходе в 3 м³/мин.
7. Проведенная после МиниТеста термометрия позволила сделать заключение о росте трещины в пределах 1335–1376 м (по стволу).
8. Во время Основного ГРП было закачено 180 м³ сшитого геля с поверхности и 49000 кг проппанта. Достигнут планируемый рабочий расход в 3.0 м³/мин.
9. По заключению интерпретации ХМАС:
 - верхняя граница трещины ГРП находится в нижней части пласта альб (K_1a_1) на глубине 1320 м (по стволу) или 1295 м (по абсолютным отметкам).
 - Нижняя граница трещины ГРП находится в нижней части пласта апт (K_1a) на глубине 1371 м (по стволу) или 1345 м (по абсолютным отметкам).
 - Прибор ХМАС дошел только до глубины 1373,4 м (по стволу) и нижняя граница интерпретации составляет только 1371,5 м (по стволу).
 - Оценка поведения забойного давления, отсутствие в изменении эффективного давления показывают возможное развитие трещины ГРП также в нижний интервал пласта K_1a , расположенный на глубине 1361–1370 м (по абсолютным отметкам).
10. Расчеты экономической эффективности проекта показывают, что при реализации проекта освоения апта с проведением ГРП в добывающих скважинах чистый дисконтированный доход (NPV15) существенно вырос и из отрицательного стал составлять 193,6 млн.долларов.



Разработка методики комплексной оценки эффективности эксплуатации месторождений

О. И. Дьяченко

ООО «РН-Пурнефтегаз»

Повышение эффективности развития нефтегазового комплекса России является определяющим фактором функционирования прочих отраслей производства. По причине того, что основные районы нефтедобычи в стране давно открыты и разрабатываются, а ввод в эксплуатацию новых нефтяных объектов требует больших объемов инвестиций, одним из приоритетных направлений развития является оптимизация разработки и существующих подходов к эксплуатации действующих месторождений.

На сегодняшний день большая часть нефтяных активов страны находится на стадиях разработки, характеризующихся падающей добычей нефти и ростом обводненности добываемой продукции, что оказывает существенное влияние на ухудшение экономических показателей (растет число нерентабельных скважин, снижается эффективность эксплуатации фонда). В связи с этим возникает необходимость оптимизации технико-экономических параметров эксплуатации, для достижения которой обязательным условием является наличие и применение экономических подходов к управлению месторождениями.

По мере наращивания производственных мощностей, установки модернизированного оборудования и расширения инфраструктуры, месторождение становится все более затратным, что, наряду с непрерывно снижающейся динамикой добычи нефти, приводит к возникновению сложности обеспечения рентабельной эксплуатации. Мониторинг показал, что на сегодняшний день существуют проблемные месторождения, точную причину убытков по которым установить достаточно сложно. Решение задачи идентификации причины существующих проблем невозможно без получения комплексной оценки, предусматривающей детализированный технико-экономический анализ каждой производственной единицы от скважины до Общества в целом. В настоящее время оценка текущего денежного потока проводится на уровне Общества, на некоторых предприятиях осуществляется анализ по скважинам. Тем не менее, оценка эффективности работы предприятия в разрезе кустов, месторождений и производственных объектов таких, как центральный пункт сбора (ЦПС), дожимная насосная станция (ДНС), концевая насосная станция (КНС) и другие, не ведется в Обществе в связи с отсутствием единой стандартизированной методики анализа. Таким образом, при получении убытков от эксплуатации возникает трудность, во-первых, определения истинной причины их возникновения и, во-вторых, разработки комплекса мер для устранения проблемы.

В результате проведенного анализа существующей ситуации следует сделать вывод о необходимости разработки методики комплексного детализированного анализа эффективности работы предприятия в разрезе всех производственных единиц, которая позволит установить точную причину убыточной работы объекта, сформулировать рекомендации в части определения и принятия комплекса мер по оптимизации работы



месторождения и достигнуть, таким образом, повышения эффективности эксплуатации месторождения в целом.

Необходимо отметить, что понятие эффективной эксплуатации является комплексным и предполагает решение ряда задач:

1. Достижение максимального денежного потока
2. Получение максимального дебита нефти
3. Достижение максимального значения коэффициента извлечения нефти (КИН)
4. Максимизация эффективности производства в условиях лимитированного бюджета
5. Ориентация на снижение себестоимости продукции
6. Выполнение установленного плана
7. Эффективная организация производственного процесса

При определении и ранжировании задач нефтегазодобывающего предприятия необходимым условием должно являться обеспечение безубыточной текущей эксплуатации месторождения.

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод, что текущие задачи эксплуатации часто носят противоречивый характер. Невозможность достижения всех целей одновременно приводит к проблеме принятия оптимального решения, которая может возникать на уровне экономических и производственных служб, менеджеров и исполнителей, и, что наиболее существенно, на уровне руководства Компании и Дочернего Общества. Для решения этой задачи важно четко определять приоритетность направлений развития согласно принятой на предприятии стратегии. Поэтому не менее значимой проблемой является необходимость разработки системы определения взаимозависимости между текущими задачами эксплуатации и выбранной на предприятии стратегии развития. Установление математической зависимости позволит оценить предельные значения параметров эксплуатации при ориентации предприятия на соответствующий выбранной стратегии заявленный результат.

Описание методики

Комплексная детализированная оценка эффективности.

Предлагаемый подход включает поэтапную оценку текущего денежного потока в разрезе всех производственных единиц Общества. Поток по скважине определяется на основании учета выручки, получаемой от нее, а также генерируемых переменных и постоянных затрат. Денежный поток по кусту ($PV_{куст}$) представляет собой суммарный денежный поток от скважин этого куста ($PV_{скв.}$) за вычетом постоянных затрат ($З_{пост. (куст)}$), генерируемых кустом [1].

$$PV_{куст} = \sum PV_{скв.} - З_{пост. (куст)}. \quad [1]$$

Следует отметить, что постоянные кустовые затраты будут различаться в зависимости от условий эксплуатации каждого куста и объемов добываемой на нем продукции, тогда как в настоящее время определяется только среднее значение удельных кустовых затрат по месторождению. Каждый следующий этап оценки—это анализ возможности производственной единицы покрывать те или иные постоянные затраты и гене-



Таблица 1

Комплексная оценка денежного потока месторождения А

м/р	ДНС	КНС	Куст	Доходность по скважинам	Доходность по кусту	ЦПС	КНС	ДНС, УПСВ	ГКС	Дороги	ВЛ	Трубопроводы	Итого с уч загр на м/р	Проблемы
Месторождение А														
				3404,1	2912,8	2629,4	2628,4	2440,6	2440,6	2440,4	2439,5	2439,5	2398,0	
ДНС-1				3404,1										
КНС-1				1346,3										
1				198,1	180,8	170,7	170,6	163,9	163,9	163,9	163,9	163,9	162,4	
2				-10,0	-27,3	-37,4	-37,5	-44,2	-44,2	-44,2	-44,2	-44,2	-45,7	+
3				678,3	661,0	650,9	650,9	644,2	644,2	644,1	644,1	644,1	642,6	
4				34,5	17,2	7,0	7,0	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	-1,2	+
КНС-2				2057,8										
5				28,8	11,5	1,4	1,3	-5,4	-5,4	-5,4	-5,4	-5,4	-6,9	+
6				112,7	95,4	85,3	85,2	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	77,0	
7				547,4	530,1	520,0	520,0	513,3	513,3	513,3	513,2	513,2	511,7	
8				97,8	80,5	70,4	70,4	63,7	63,7	63,7	63,6	63,6	62,2	
9				56,7	39,4	29,3	29,3	22,6	22,6	22,5	22,5	22,5	21,0	
10				7,6	-9,7	-19,9	-19,9	-26,6	-26,6	-26,6	-26,6	-26,6	-28,1	+



рировать, таким образом, положительный денежный поток. Существуют случаи, когда часть эффективно работающих скважин обеспечивают положительный поток для всего куста, когда отрицательный поток от одной скважины негативно сказывается на общем потоке, или, например, когда все скважины находятся в консервации, а единственная рентабельная скважина оказывается не способна покрыть постоянные затраты на куст, генерируя, таким образом, общий отрицательный поток. Например куст № 10 не покрывает даже текущих затрат на скважины (таблица 2), куст № 69 не покрывает постоянных затрат на куст и генерирует отрицательный денежный поток, несмотря на то, что суммарный поток по скважинам положительный. Куст № 15 покрывает текущие затраты на скважины, куст, ЦПС и КНС, но не покрывает затраты на ДНС. Причина отрицательного потока во всех случаях заключается в наименьшей производственной единице — скважине. Обладая информацией о том, какие проблемы связаны с кустом в разрезе каждой скважины, предприятие сможет достигнуть положительного эффекта на всех этапах.

Разработанная методика позволяет произвести комплексную детализированную оценку, а также дать рекомендацию относительно минимально необходимого дополнительного дебита нефти, достигаемого за счет проведения ГТМ, для обеспечения неотрицательного денежного потока по кусту.

$$q \min = \frac{Z_{\text{переменные}} + Z_{\text{постоянные}}}{\text{Цена}_{\text{лн}}}$$

При этом в зависимости от инфраструктуры месторождения учитываются разные виды затрат на существующие производственные объекты. Выявленные в ходе анализа проблемы позволяют вовремя принять комплекс мер по оптимизации работы месторождений, а также спрогнозировать выбытие объектов на последующие периоды.

Таким образом, применение методики комплексного детализированного анализа позволит определить источник проблемы отрицательного потока по участку (например, источник отрицательного потока по ДНС в детерминации месторождения, куста и скважины или источник отрицательного потока по месторождению в детерминации ДНС, КНС и кустов), и принять меры по устранению этой проблемы. При этом важно помнить, что любые меры повлияют на изменение затрат, объемов добычи нефти и денежного потока, поэтому, для принятия эффективного управленческого решения, необходимо определить приоритетность задач, стоящих перед предприятием.

Установление взаимозависимости между текущими задачами и стратегией развития предприятия

Как уже отмечалось, в рамках организации эксплуатации месторождения могут ставиться противоречащие друг другу задачи, в результате чего возникает конфликт заявленных стратегий.

Взаимоисключение поставленных перед предприятием текущих задач подразумевает ориентацию на тот или иной результат, достижение



Таблица 2

Противоположность и взаимоисключение поставленных задач

	CF	Qн	КИН	Бюджет	Себестоимость
CF		+/-	-	+/-	-/+
Qн	+/-		+	-	-
КИН	-	+		-	+/-
Бюджет	+/-	-	-		+/-
Себестоимость	+/-	-	-	+/-	

которого влечет за собой возникновение трудностей с точки зрения решения другой поставленной задачи (таблица 1).

Решением этой проблемы является использование разработанной теории «3 точек», предполагающей определение и ранжирование поставленных задач, в зависимости от выбираемой предприятием стратегии развития, которая может быть направлена на максимизацию добычи нефти (точка А рис. 1), максимизацию денежного потока (точка В) или минимизацию затрат (точка С).

Стратегия А связана с максимизацией добычи нефти и обусловлена, как правило, необходимостью выполнения лицензионных обязательств по добыче или достижением показателей бизнес-плана. Для реализации стратегии А требуются дополнительные инвестиции, с целью получения дополнительной добычи нефти. Таким образом, этой стратегии соответствуют следующие характеристики:

- Добыча нефти = max
- Затраты = max
- Денежный поток ≥ 0

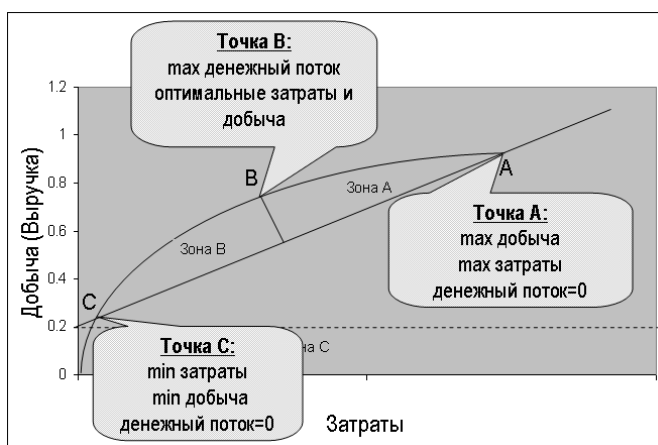


Рис. 1. График управления рентабельностью предприятия



При реализации стратегии А в эксплуатацию вводятся, в том числе, нерентабельные объекты, которые генерируют отрицательный денежный поток. Приоритет отдается наиболее высокодебитным скважинам, ввод которых в эксплуатацию продолжается до тех пор, пока совокупный денежный поток по участку (кусту, месторождению и т.д.) не станет равным нулю.

Стратегия В связана с максимизацией денежного потока при оптимальном объеме добычи и затрат. Эта стратегия любого коммерческого предприятия. Она предполагает ввод в эксплуатацию только эффективных скважин и вывод неэффективных.

Стратегия С связана с минимизацией затрат и обусловлена, как правило, наступлением кризисной ситуации. Стратегия С предусматривает максимальную оптимизацию активов. При этом из эксплуатации выводятся как нерентабельные скважины и участки, так и часть рентабельных, но высокозатратных. Стратегия С характеризуется термином «сворачивание производства», которое, тем не менее, должно обеспечивать неотрицательный денежный поток. Этой стратегии соответствуют следующие характеристики:

- Затраты = min
- Добыча нефти = min
- Денежный поток ≥ 0

Существенное влияние на координаты точек равновесия оказывают экономические и технологические параметры, такие как изменение темпа падения добычи нефти, стоимости услуг подрядчиков, тарифов на электроэнергию и т.д. Рассмотрим пример смещения точек равновесия в случае роста цены на нефть на 10% (рис. 2). Изначально геологи определили запасы месторождения в размере 150 тыс.тн.. Однако, максимальная рентабельная добыча для обеспечения неотрицательного денежного потока составила 90 тыс.тн. После повышения цены на нефть на 10% произошло

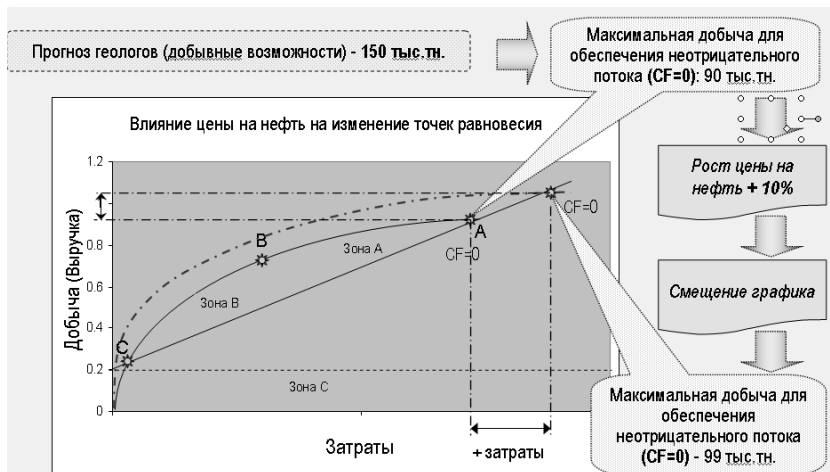


Рис. 2. Пример зависимости возможного объема добычи от изменения цены на нефть



смещение точек равновесия и максимальная рентабельная добыча составила 99 тыс.тн. Увеличение цены увеличивает количество рентабельных скважин и ГТМ, появляется дополнительный бюджет на проведение данных мероприятий, что, в итоге, ведет к росту добычи нефти.

Еще одной задачей эксплуатации является снижение себестоимости добычи. На основании проведенного анализа была выведена зависимость изменения удельных затрат на добычу 1 тонны нефти от накопленного дебита.

Из представленного на рисунке графика видно, что удельные эксплуатационные затраты (уд.ОРЕХ) на добычу 1 тонны нефти снижаются по мере наращивания фонда, начиная с наиболее высокодебитных скважин, до достижения точки оптимальной добычи, которая характеризуется минимальным значением уд.ОРЕХ для заданных условий эксплуатации. Представленная методика позволит не только определить наименьшее возможное значение уд.ОРЕХ (1708 руб/тн) при оптимальной добыче (1200 тн/сут.), но и вывести перечень скважин, рекомендуемых к отключению с точки зрения решения поставленной задачи. После достижения точки оптимальной добычи себестоимость начинает расти по мере наращивания низкодебитного

фонда до достижения точки максимального денежного потока, после которой дальнейшее наращивание фонда экономически не целесообразно, так как напрямую связано с убытками. Точка текущего состояния, указанная в примере на рис. 3 (уд. ОРЕХ — 1811 руб/тн, добыча — 1783 тн/сут.), находится в зоне убыточного наращивания фонда, что свидетельствует о неэффективности дальнейшего ввода низкодебитных скважин. Такой подход дает возможность при принятии стратегии снижения себестоимости достичь минимального значения удельных затрат на добычу за счет оптимизации фонда скважин.

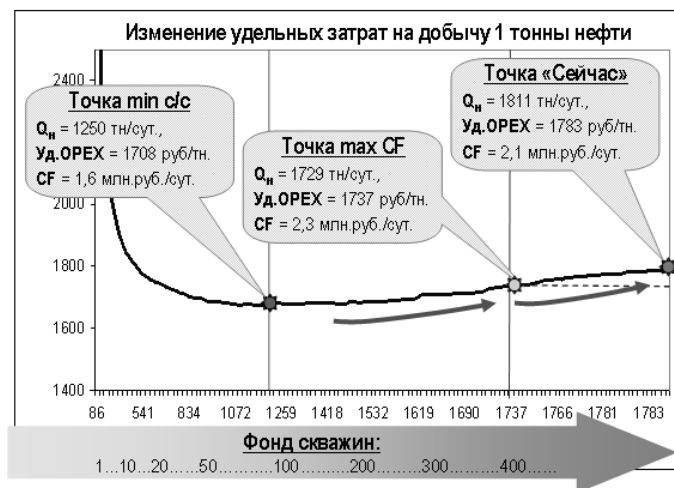


Рис. 3. Изменение удельных затрат на добычу 1 тонны нефти для месторождения А



Таким образом, предлагаемая методика позволяет установить математическую взаимосвязь основных показателей от приоритетности поставленных задач, а также количественно определить влияние тех или иных параметров на конечный результат. Универсальность методики позволяет использовать ее, как для месторождений, так и для предприятия в целом на этапе подготовки проекта развития или Бизнес — Планирования. Представленный график (рис. 4) отражает объем инвестиций, необходимый для обеспечения максимальной добычи нефти (Точка А) и максимального денежного потока (Точка В), а также, минимальный объем добычи, который может быть достигнут на предприятии при сворачивании производства и предельном сокращении финансирования (Точка С).

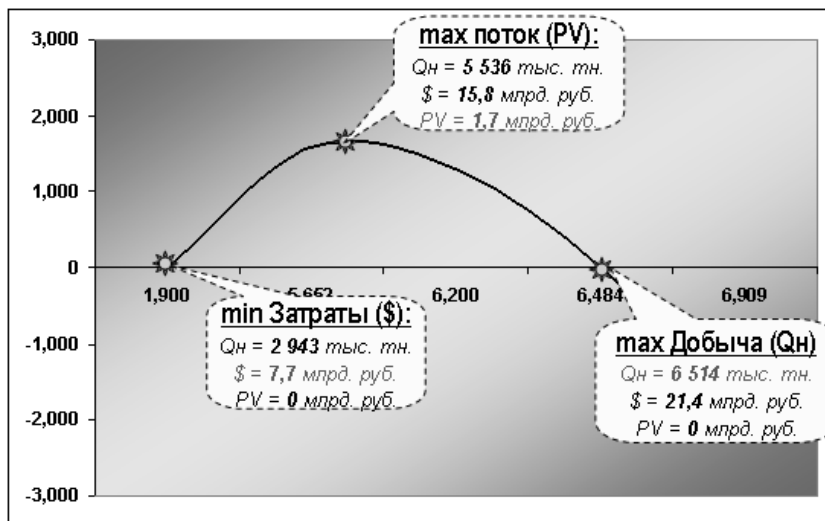


Рис. 4. Пример моделирования вариантов развития

Совмещение метода «3 точки» с моделью комплексной детализированной оценки

С целью наглядной демонстрации практического применения методики рассмотрим пример нефтяных месторождений А и В, совокупный денежный поток по которым составляет 40 млн. рублей (Рис.5). При этом поток по месторождению А отрицателен (–10 млн. руб.). Детализированная оценка позволила определить причину убытков, которая заключается в том, что месторождение не способно покрыть затраты на эксплуатацию ДНС, на которую поступает нефть с обоих участков. До учета этих затрат поток по месторождению был положительным и составлял 10 млн. руб.

При выборе стратегии максимизации потока, месторождение было бы законсервировано ввиду его нерентабельности, однако в этом случае все затраты на ДНС относились бы на месторождение В, а совокупный денежный поток сократился бы на 10 млн. руб. Для определения более эффективного управленческого решения необходимо опти-

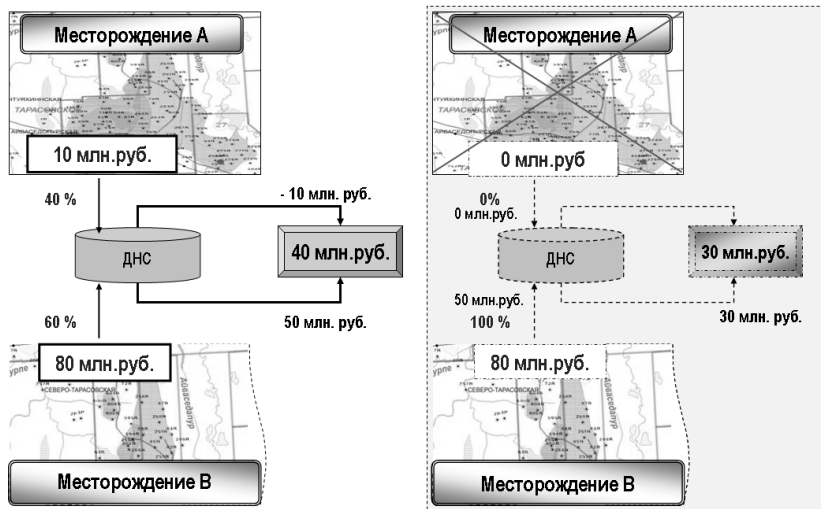


Рис. 5. Пример практического использования методики

мизировать работу убыточного месторождения А с целью максимизации денежного потока. На основании детализированной оценки в разрезе кустов и скважин были выявлены проблемные участки. Принятие мер по оптимизации работы фонда позволит достичь положительного денежного потока по месторождению А.

Экономический эффект, получаемый от принятия решений, выработанных на основании расчетов в рамках предлагаемой методики,— это прямая экономия денежных средств от остановки нерентабельного фонда. Применение методики для всех убыточных месторождений предприятия, несмотря на незначительные потери в добыче, позволит получить существенный экономический эффект. Высвободившиеся ресурсы могут быть в дальнейшем перераспределены на проведение эффективных мероприятий с целью получения дополнительного объема добычи нефти и денежного потока.

Выводы

В результате проведенной работы, с учётом часто встречающихся недостатков существующих подходов, были получены следующие результаты:

1. Разработана концепция комплексной детализированной оценки эффективности месторождений, которая позволит:
 - установить точную причину проблемной работы;
 - повысить эффективность анализа и разработки рекомендаций по улучшению показателей работы месторождения в разрезе всех составных производственных единиц (скважина, куст, ДНС, ЦПС и т.п.);
 - организовать оценку эффективности инфраструктурных проектов (в т.ч. формирование рекомендаций по решению проблемы ограничения пропускной способности);



- получить дополнительный экономический эффект не менее 261 млн. руб./год.
- 2. Выведены зависимости задач эксплуатации от стратегии предприятия. Полученный инструмент позволит:
 - создать взаимосвязанную систему по управлению текущим бюджетом, себестоимостью, уровнем добычи и потока наличности;
 - повысить эффективность взаимодействия служб, и, как результат, качество планирования и принятия управленческого решения.

Методы и средства повышения безопасности эксплуатации газобаллонного оборудования

А. А. Евстифеев

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

По прогнозам к 2020 году на компримированном газе будет работать 65 млн. автотранспортных средств. Наиболее развито использование газа в качестве моторного топлива в Пакистане—в этой стране на газе работает 2,3 млн. автомобилей. В Аргентине, занимающей второе место, их количество составляет 1,8 млн. единиц. В Иране и Бразилии природный газ в качестве топлива используется на 1,665 и 1,632 млн. единицах автотехники, соответственно.

Увеличение численности трагедий на транспорте, в первую очередь, связано с наличием пресловутого человеческого фактора на всех этапах жизненного цикла объекта, особенно на этапе эксплуатации. События, произошедшие летом 2011 года на Куйбышевском водохранилище, подтвердили необходимость постоянного мониторинга технического состояния и контроля деятельности частных и должностных лиц, эксплуатирующих транспортные средства, в том числе оборудованные газобаллонным оборудованием.

Автомобили периодически попадают в дорожно-транспортные происшествия и аварии, в процессе которых баллоны подвергаются воздействию удара, могут быть деформированы или попасть под воздействие пламени и высоких температур, дальнейшая эксплуатация таких баллонов без переосвидетельствования недопустима, а в случае воздействия пламени—обязательна утилизация. Но этого зачастую не происходит, в автомастерских проводят покраску пострадавшей емкости, и, пользуясь справкой о первоначальном переоборудовании, продолжают эксплуатацию газобаллонного оборудования.

Избежать подобных случаев можно при наличии единого реестра, сопряженного с ним комплекса программно-технических средств, и обязательного их применения на автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях, все это в комплексе не позволит получить разрешение на отпуск газа на заправках в опасные баллоны.

20 июля 2011 г. ведущее мировое агентство краткосрочных прогнозов Pricewaterhouse Coopers (PwC) сообщило, что по итогам года про-



гнозирует рост российского авторынka легковых автомобилей на 20–40%—до 2,1–2,5 млн. штук. Об этом говорится в материалах компании. При этом эксперты PwC отмечают, что 2,1 млн. автомобилей—это базовый прогноз развития рынка, в то время как 2,5 млн.—оптимистический.

Из общего количества проданных автомобилей большую часть (820 тыс.— 1,06 млн.) составят иномарки российского производства, 600–620 тыс.—российские автомобили, в то время как импорт новых машин составит 690–820 тыс. [

Эксперты прогнозируют, что 2011 г. может стать рекордным и по объему производства легковых автомобилей за всю историю российского автопрома: объем производства может приблизиться к 1,7 млн. машин в год. В случае стабильности мировой экономики к 2016 г. производство может превысить отметку в 3 млн. единиц, что станет результатом общего роста рынка и увеличения доли автомобилей российской сборки.

Общий рост численности автомобилей позволяет прогнозировать в ближайшие годы рост численности автомобилистов, заинтересованных в возможности экономить средства на топливе, что неминуемо приведет к всплеску обращений в автосервисные центры для установки комплектов газобаллонного оборудования. Вместе с тем государственные надзорные органы ввиду отсутствия единого реестра газобаллонного оборудования не имеют возможности контролировать и своевременно выявлять газобаллонное оборудование, не прошедшее переосвидетельствование.

В качестве одного из решений непрерывного контроля технического состояния предлагается введение в качестве обязательной системы идентификации, сопряженной с информационными метками на горловинах заправочных устройств и пистолетах автомобильных газонаполнительных станций, что позволит предотвратить заправку незарегистрированного в данной системе, а также не прошедшего переосвидетельствование газобаллонного оборудования.

Сделанные различными фирмами производителями технические разработки позволяют устанавливать метки с уникальными номерами как непосредственно на газобаллонное оборудование, так и на весь комплект в целом, при этом предусматривают возможность автоматического считывания данных с меток. Проведение маркировки газобаллонного оборудования является только первоначальной стадией полноценной системы учета и оборота газобаллонного оборудования и средств их заправки.

Система контроля за оборотом газобаллонного оборудования должна содержать в себе следующие основные части:

1. Единый государственный реестр газобаллонного оборудования.
2. Электронная метка с уникальным номером, устанавливаемая на неразборном узле оборудования.
3. Электронный считыватель—устройство, устанавливаемое на заправочный пистолет (наконечник).
4. Службы подтверждения разрешения заправки по уникальному номеру с метки.
5. Модуль запроса информации из реестра.

Единый государственный реестр газобаллонного оборудования представляет единую для всей страны базу данных, содержащую в себе основные паспортные характеристики газобаллонного оборудования, уста-



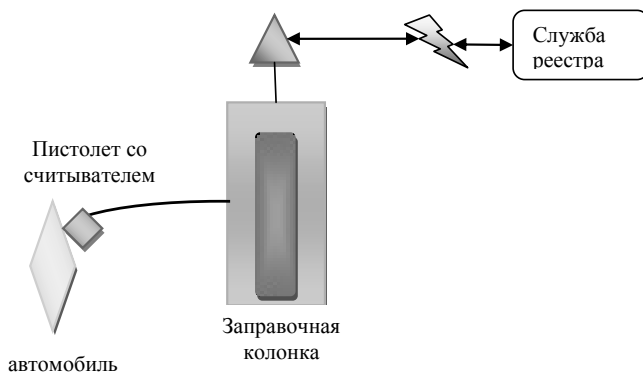
навливаемого и используемого на объектах топливно-энергетического комплекса в крупных организациях и в частном секторе.

Ввод информации в данный реестр и ответственность за вносимую информацию полностью должна лежать на организациях, производящих монтажные работы по установке газобаллонного оборудования на автотранспортные и другие средства.

В процессе проведения монтажа на оборудование устанавливаются соответствующие метки или регистрируются в случае наличия заводских меток, информация об оборудовании и вносится в реестр.

Основными характеристиками, вносимыми в реестр являются:

1. Дата выпуска устройства.
2. Дата освидетельствования устройства.
3. Модель устройства.
4. Вместимость устройства.
5. Производитель устройства.
6. Уникальный код.



Для импортируемого оборудования регистрационная информация о паспортных характеристиках и регистрационных номерах вносится непосредственно при прохождении таможенного досмотра. Это позволит: контролировать объем поставок; формировать реестры, допущенного к ввозу оборудования; контролировать целевое потребление ввозимого оборудования; формировать наиболее приемлемую государственную политику с точки зрения предпочтений отдельным поставщикам и отечественным производителям; унифицировать требования и разрешения для конкретных видов газобаллонного оборудования; формировать номенклатуру изделий импортного газобаллонного оборудования, ввозимого на территорию РФ; формировать реестр, находящегося в обращении оборудования, и предотвращать подлог информации по установленному оборудованию при выполнении монтажных работ в автосервисах.

В этом случае монтажная организация заполняет только поля даты монтажа, причем эта дата не может отклоняться более, чем на 72 часа с момента проведения монтажа.

Очень важным аспектом вынесения данного вопроса на государственный уровень является необходимость привлечения к данной работе



нескольких государственных органов таких как: министерство экономического развития, министерство экологии, министерство по чрезвычайным ситуациям. Роль ОАО «Газпром» в данном случае выступать в качестве координатора работы по внедрению единых принципов идентификации, проектированию и согласованию нормативных документов, апробации предлагаемых решений, выдачи заключений на разрешенные методы идентификации газоиспользующего оборудования.

Использование средств персональной идентификации комплектов газобаллонного оборудования позволяет повысить безопасность при эксплуатации путем недопущения к заправке газом транспортных средств и газобаллонного оборудования, не прошедшего освидетельствование.

В последующем при интеграции с системой коммерческого учета газа появляется возможность получения государственными фискальными и регулирующими органами адекватной и полной информации по объемам отпущенного газа потребителям, парке фактически используемого газобаллонного оборудования и суммам уплаченных налоговых отчислений, что, в свою очередь, повысит прозрачность деятельности газозаправочных станций, приведет к сокращению числа хищений природного газа, а также позволит избежать уклонения от неправильной и не своевременной уплаты налогов.

Повышение уровня промышленной безопасности за счет использования специальных технических устройств и систем видеорегистрации

*М. С. Шиян, М. В. Еременко
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»*

Для обеспечения дополнительного уровня безопасности на опасных производственных объектах и территории ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», для снижения рисков аварий, травматизма, угрозы жизни, предлагается использовать специальные технические устройства (наружное видеонаблюдение, исполненное в пожаробезопасном термоборпусе, установленном в местах с наибольшим углом обзора относительно регистрируемого объекта) и системы (комплекс программного обеспечения), осуществляющие постоянный контроль (мониторинг) за обслуживающим персоналом, технологическим оборудованием и трубопроводом, а также средствами передвижения.

Ожидаемые результаты:

- Снижение риска производственного травматизма.
- Немедленное предупреждение персонала о возможной угрозе жизни человека.
- Своевременное предотвращение пожаров.
- Предупреждение аварийных ситуаций.
- Выявление нарушений техники безопасности.
- Выявление нарушений при использовании транспортных средств.



Принцип действия:

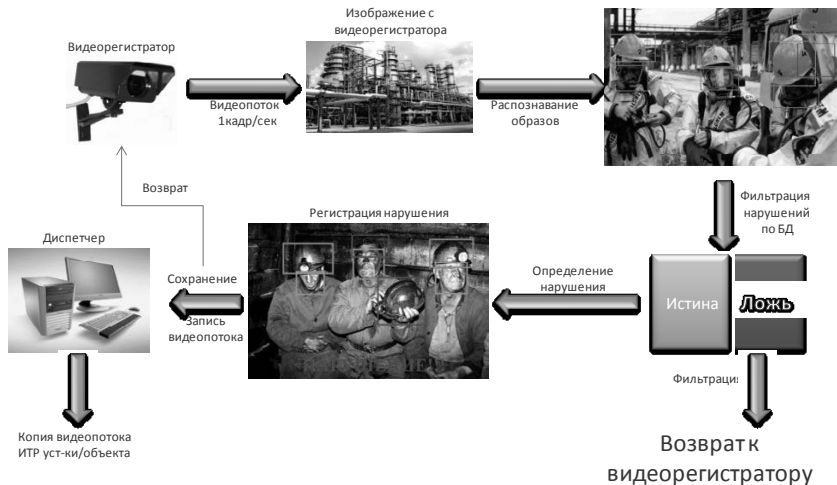
Модуль форм («распознавание», «сравнение», «вычитание») работает с камерой наружного наблюдения и базой данных («Нарушение», «Авария», «Угроза»). На первом шаге работы видеорегистратор (камера наружного наблюдения) в режиме реального времени передает видеопоток с частотой 1 кадр в секунду на блок Системы (комплекс программного обеспечения, выполняющего функции регистрации объекта, определения кода срабатывания, преобразования и оповещения с функцией изображения), который в свою очередь определяет появление в кадре объекта и захватывает его изображение. Дальнейшее действие Системы — распознавание форм, находящихся на объекте, и сравнение их с базой данных. Если распознавание удовлетворяет требованиям БД, то Система автоматически присваивает изображению значение — ложь и отправляет на фильтрацию. Фильтрация происходит в зависимости от заданных параметров пользователя и настраивается индивидуально для каждого Объекта. Если распознавание не удовлетворяет требованиям БД, то Система присваивает изображению значение — истина и, определив пункт БД, включает запись видеопотока с прикрепленным к нему текстовым файлом протокола. В зависимости от модуля формы происходит дальнейшее обработка и оповещение ИТР, работников Объекта.

Настройка модуля происходит вручную согласно уровню опасности регистрируемого объекта (красная, желтая, зеленая).

Модули самообучаемые, обучение происходит за счет сравнения с существующими ложными значениями записями из БД.

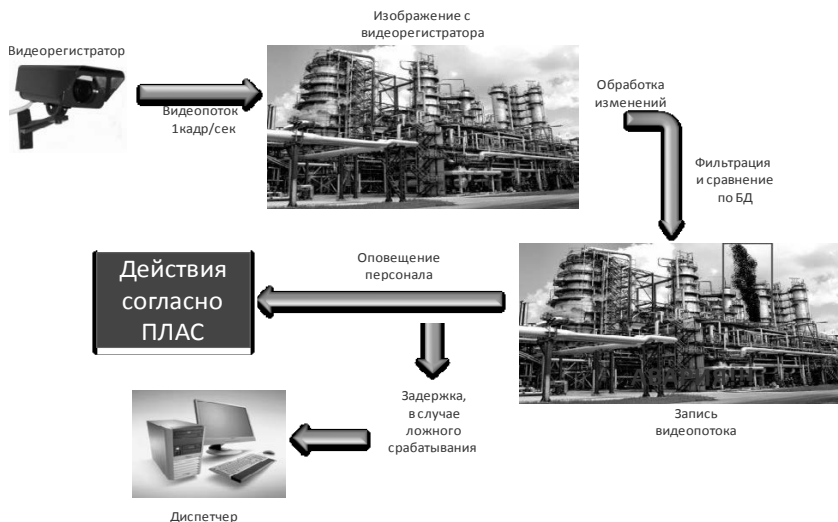
Примеры функционирования СТУ

Регистрации нарушения техники безопасности

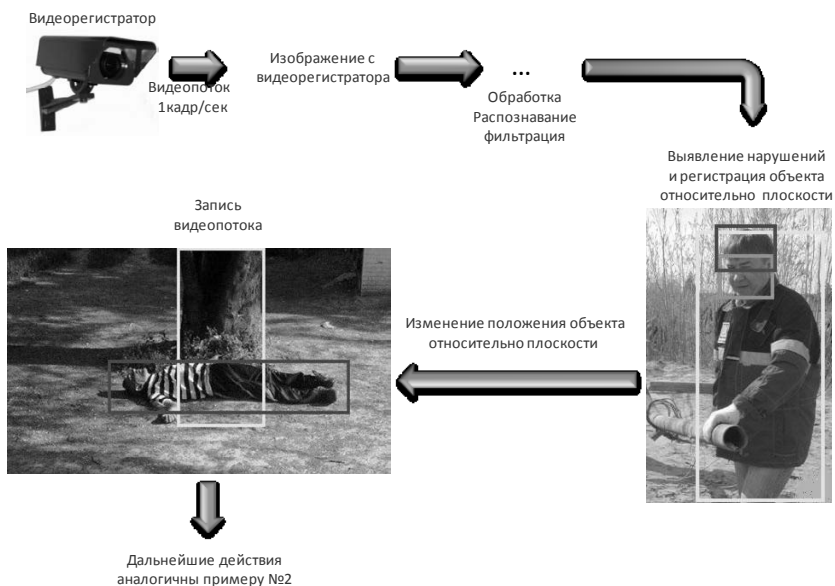




Предупреждения аварийной ситуации



Предотвращения угрозы жизни человека





Расчет затрат на оснащение установки 36–20

Схема расположения и установки камер наружного наблюдения приведена в Приложении 1.

Монтаж оборудования ориентировочно занимает 5 дней.

Установка ПО и настройка Системы — 2 дня.

Доработка ПО — месяц.

В расчет берутся три монтажника, два программиста и один настройщик Системы.

Расчет стоимости

Количество необходимых камер наружного наблюдения — 4

Количество видеорегистраторов — 1

Количество ПК с программным обеспечением — 1

Необходимая длина кабеля (м) — 400

Необходимая длина пожаробезопасного кожуха для кабеля (м) — 380

Стоимость камеры наружного наблюдения — 6000р.

Стоимость видеорегистратора — 8900р.

Стоимость ПК — 0р. (имеется на установке в качестве диспетчеризации).

Стоимость кабеля — 16р/м.

Стоимость пожаробезопасного кожуха для кабеля — 37р/м.

$$\Sigma \text{ст} = 6000 * (4) + 8900 * (1) + 16 * (400) + 37 * (380),$$

$$\Sigma \text{ст} = 53360 \text{р.}$$

Примечание. За стоимость материалов и оборудования взята средняя рыночная цена, с учетом розничной торговли.

Другие затраты:

ЗП монтажника за 5 дней работы — 6000р.

ЗП настройщика за 2 дня работы — 2000р.

Доработка ПО — 60000р.

$$\Sigma \text{др} = 6000 * (3) + 2000 + 60000,$$

$$\Sigma \text{др} = 80000 \text{р.}$$

Примечание. Ввиду отсутствия данных о ЗП рабочих, стоимость затрат вычитывалась ориентировочно!

Затраты на доработку ПО нуждаются один раз! При расчете затрат на реализацию проекта на других объектах, эта сумма не учитывается!

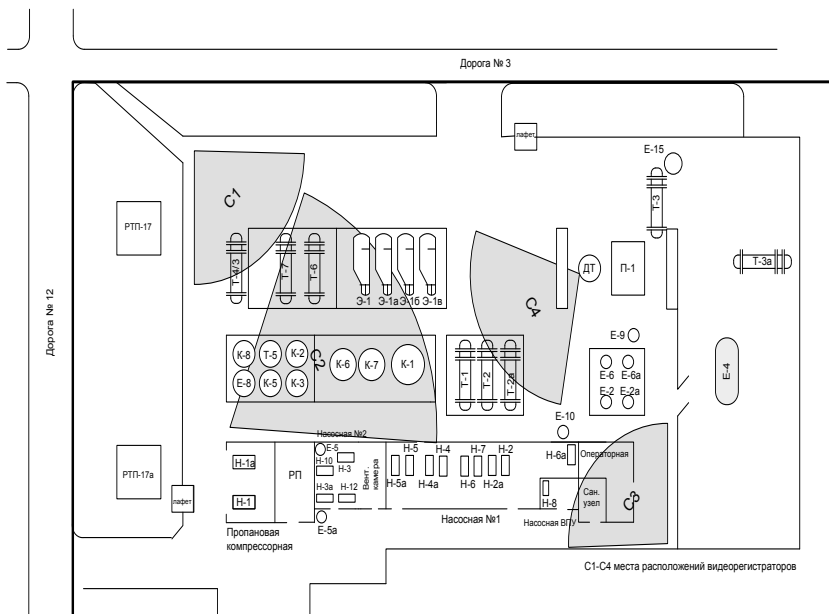
Суммарные затраты:

$$\Sigma \text{сум} = \Sigma \text{ст} + \Sigma \text{др},$$

$$\Sigma \text{сум} = 133360 \text{р.}$$



СХЕМА расположения оборудования установки 36-20



C1-C4—схемы расположения камер, радиус их действия и угол обзора.

Отметки: C1—5м. C2—5м. C3—7м. C4—20м.

Облагораживание бензолсодержащей фракции с целью последующего использования в качестве высокооктанового компонента товарных бензинов, отвечающих стандарту Евро-3, 4

А. А. Журавлев

ОАО «Куйбышевский НПЗ»

В последние десятилетия общество всерьез задумалось об экологической проблеме. Из-за постоянно растущего количества предприятий, автотранспорта, катастроф увеличивается содержание вредных веществ в окружающей нас среде. В общем объеме вредных выбросов в атмосферу доля от автомобильного транспорта в среднем составляет 35–40%, а в крупных городах до 80%, причем это не только продукты сгорания,



но и его пары. В связи с этим постоянно ужесточаются требования на выпускаемое нефтеперерабатывающими заводами топливо.

В настоящее время большинство российских нефтяных компаний и НПЗ пытается отреагировать на требования повышения качества вырабатываемого автомобильного топлива с целью их соответствия нормам мирового уровня. Ограничения по химическому составу в соответствии с нормами на автобензины Euro-2, 3, 4, 5 представлены в таблице 1.

Таблица 1
Требования к качеству автомобильных бензинов в соответствии с техническим регламентом*

Показатель	Класс 2	Класс 3 (с 2011 г.)	Класс 4 (с 2012 г.)	Класс 5 (с 2014 г.)
Содержание бензола, % об.	5,0	1,0	1,0	1,0
Ароматические углеводороды, % об.	–	42	35	35
Олефиновые УВ, % об.	–	18	18	18
Серы, ppm	500	150	50	10
Октановое число, не менее	92	95	95	95

*По состоянию на 01.09.2011 г.

После отказа от применения соединений свинца из компонентов бензина наибольший вред здоровью наносят пары бензола, являющегося кровяным ядом и обладающего канцерогенными свойствами.

Именно по этой причине нормы Euro 3 по сравнению с Euro 2 предписывают снижение бензола в бензинах в 5 раз (с 5 до 1% об.). Прогрессируют также снижение норм и по общему содержанию ароматических углеводородов (см. таблицу 1).

Поскольку наибольшую долю в бензинах имеет риформат с высоким содержанием бензола (до 6% и даже более) и ароматических углеводородов (свыше 60%) возникают сложности с выпуском топлив, отвечающих современным требованиям.

Выделяют 2 пути снижения бензола в стабильном катализате. Первым является префракционирование сырья, заключающееся в удалении предшественников бензола на ректификационной колонне.

При этом с верха колонны отбирается фракция, содержащая основное количество УВ C_6 и главным образом МЦП и ЦГ. Как правило, конец кипения данной фракции ограничивают 105–110°C. С низа колонны выводится фракция 105–180°C, которая является сырьем процесса риформинга (рис. 1, таблица 2, 3). К достоинствам данного варианта является повышение ОЧ риформата, меньшие капитальные и эксплуатационные затраты.



Таблица 2

Материальный баланс предфракционирования

Компонент	% мас.
Взято: Сырье	100,0
ИТОГО	100,0
Получено: 85–105 °С 105–180 °С	13–17 83–87
ИТОГО	100,0

Таблица 3

Характеристика продуктов

Показатель	ОЧ (ИМ)	Содержание бензола, % об.	Содержание АУ, % об.	Испаряемость до 100 °С, % об.
85–105 °С	Менее 70	1,1	3	80
Стабильный катализат	97	1,2–1,5	57,0	33

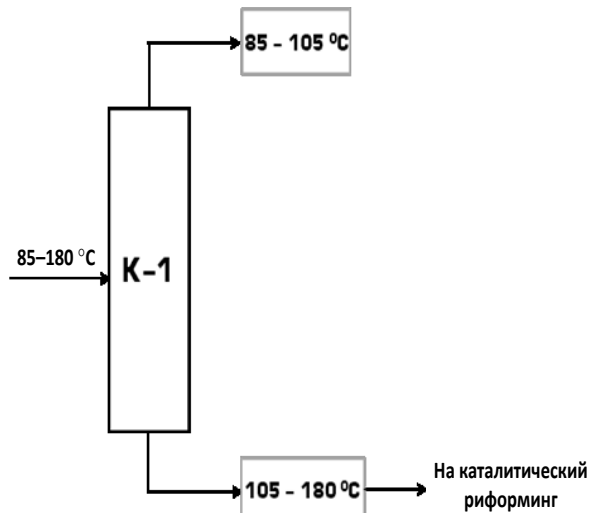


Рис. 1. Схема предфракционирования сырья каталитического риформинга

Недостатками же являются: образование избытка низкооктановой фракции 85–100 °С, утяжеление фракционного состава бензинов, потеря сырья для процесса риформинга. Кроме того, в виду реакций деалкили-



рования, такой способ решает проблему снижения бензола в продукте не полностью (содержание бензола 1,2–1,5%).

Вторым вариантом является постфракционирование, заключающееся в разделении риформата с удалением бензолсодержащей фракции на ректификационной колонне.

С верха колонны отбирается легкая часть катализата, выкипающая в пределах н.к.—62°C, боковым погоном выводится фракция 62–85°C, содержащая основное количество бензола, с низа колонны выводится фракция 85–180°C.

Верхний и нижний погоны составляют отбензоленный стабильный катализат с хорошими показателями качества: ОЧ 100 п, содержание бензола менее 1% (рис. 2, таблицы 4, 5).

Однако в результате выделения образуется большое количество (до 15%) фракции с содержанием бензола около 30%.

Таблица 4

Материальный баланс постфракционирования

Компонент	% мас.
Взято: Сырье	100,0
ИТОГО	100,0
Получено: БСФ н.к.—62 + 85–180°C	10–14 90–86
ИТОГО	100,0

Таблица 5

Характеристика продуктов

Показатель	ОЧ (ИМ)	Содержание бензола, % об.	Содержание АУ, % об.	Испаряемость до 100°C, % об.
БСФ	80	34,2	39,2	100
н.к.—62 + 85–180°C	100	1	62,0	22

Предфракционирование предпочтительнее для установок каталитического риформинга со стационарным слоем катализатора. Постфракционирование выбирают при наличии риформинга с непрерывной регенерацией катализатора, так как сам процесс проводится в более жестких условиях и образуется большее количество бензола.

На российских НПЗ эксплуатируются установки со стационарным слоем катализатора. Следовательно, предпочтительным вариантом является применение предфракционирования сырья. Однако ввиду отсутствия процессов изомеризации и алкилирования большинство НПЗ вынуждены идти по пути постфракционирования, затрачивая большее количество энергоресурсов. В противном случае рискуют потерять слиш-

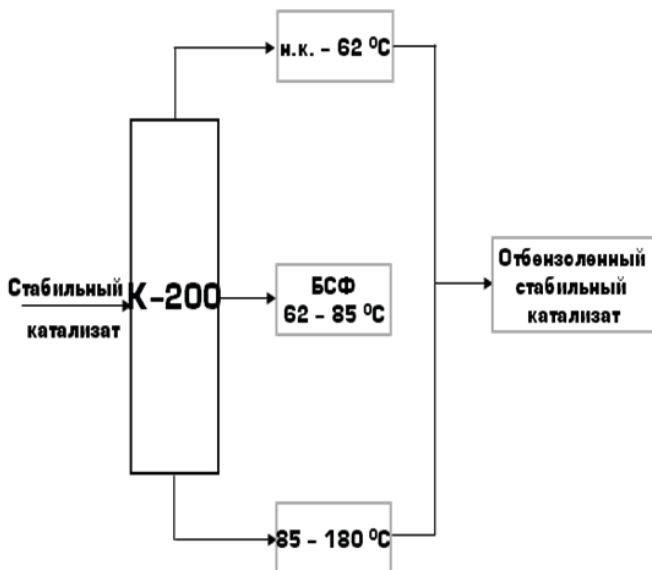


Рис. 2. Схема постфракционирования стабильного катализата

ком много товарного бензина (снижение до 30%), так как остается слишком мало вариантов для компаундирования и снижения сразу ряда показателей (бензол, сера, испаряемость) до требований ЕВРО.

В соответствии с этим возникает проблема использования бензолсодержащей фракции 62–85°C. В предлагаемой работе рассмотрены варианты переработки данной фракции в условиях ОАО «КНПЗ».

Можно выделить ряд путей использования данной фракции:

1. Продажа.

В связи с неудовлетворительными характеристиками данной фракции для компаундирования возникает вариант продажи. Для этого придется столкнуться с рядом проблем: строительство специальной эстакады (из-за летучести бензола), поиск покупателя (ввиду низкого качества), доставка. Кроме того, возникает вопрос стоимости — дорого ее не продать.

2. Экстракция бензола селективными растворителями.

Экстракция бензола растворителем из легкой части риформата позволяет получить ценный нефтехимический продукт. Основной проблемой является отсутствие на заводе подходящих мощностей для этого. Строительство новой установки и ее эксплуатация сопряжена с высокими капитальными и эксплуатационными затратами, поэтому экстракция бензола рентабельна при наличии мощности по риформингу в 1,5 млн. т/год и выше.

Также к недостаткам данного варианта следует отнести появление низкооктанового рафината — извлечение бензола снижает октановую характеристику бензинового пула, которую необходимо компенсировать повышением жесткости риформинга или другими способами.



3. Алкилирование низшими олефинами (пропан-пропиленовой фракции)

Алкилирование бензола олефинами для снижения его содержания в риформатах или в легкой фракции риформата возможно при наличии на предприятии олефинового сырья. В процессе алкилирования олефиновое сырье (например, пропан-пропиленовую фракцию каталитического крекинга) направляют в реактор с неподвижным слоем катализатора. В качестве катализаторов могут использоваться платина и никель на различных носителях, цеолиты или хлорид алюминия. Известна промышленная технология такого рода — процесс Alkumax фирмы UOP. Высокая конверсия пропилена «за проход» (на уровне 95%) не требует рециркуляции сырья, что обеспечивает низкие эксплуатационные затраты. Выход алкилата составляет 120–130% об. в расчете на легкий риформат. А октановое число возрастает на 15–17 пунктов. Продукт алкилирования, после дебутанизации, является компонентом высокооктанового автобензина.

Алкилирование бензола — экономически оправданная альтернатива только при избытке дешевой пропан-пропиленовой фракции каталитического крекинга. Кроме того, следует отметить, что в процессе наряду с удалением бензола происходит некоторое увеличение суммы ароматических углеводородов. Таким образом, при использовании процесса алкилирования с целью удаления бензола следует располагать достаточным ресурсом высокооктановых неароматических продуктов для последующего их разбавления до норм Euro. Также возникнут вопросы утяжеления фракционного состава бензина, давлению насыщенных паров и плотности (из-за появления дополнительного количества тяжелых ароматических углеводородов).

ОАО «КНПЗ» обладает пропан-пропиленовой фракцией для данного процесса, однако для реализации данного варианта потребуется строительство новой установки.

4. 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 схемы совместного гидрирования бензола, содержащегося как в легкой прямогонной фракции, так и в бензольной фракции риформинга.

Как правило, для гидрирования бензолсодержащих фракций используют технологии VenSat фирмы UOP или более сложная технология Venfree фирмы Axens, сочетающая процессы дистилляции и жидкофазного гидрирования в отдельном реакторе с возвращением продуктов гидрирования в колонну разделения риформата.

В условиях КНПЗ для целей переработки возможно задействовать установку каталитического риформинга ЛГ-35/11–300. Она оснащена всем необходимым оборудованием. При этом можно использовать имеющиеся на заводе ресурсы катализаторов. В реакторе на блоке риформинга в настоящее время загружен катализатор RG-682, который позволяет произвести гидрирование бензола в приемлемых условиях (давление до 3 МПа, температура 200–300 °С). При этом достигается практически полное превращение бензола.



В результате гидрирования фракции 62–85 °С произойдет большое снижение октанового числа (при содержании бензола 34,2% об. падение октанового числа составит 5,5 пункта).

5. Гидроизомеризация бензола в метилциклопентан.

В НПФ «ОКАТ» разработан катализатор для удаления бензола из легкой фракции риформата в одну стадию путем его гидроизомеризации в метилциклопентан (МЦП). Особенностью катализатора и процесса является повышение октанового числа продукта после превращения бензола в иные УВ. В случае гидроизомеризации фракции н.к.—85 °С риформата этот прирост составляет 2–3 п.

Процесс осуществляется на цеолитсодержащем катализаторе К-150 Б, содержащим металл платиновой группы и промоторы, при температуре 250–270 °С, давлении 2–3 МПа с рециркуляцией водорода. Высокая активность катализатора позволяет очищать продукт до остаточного содержания бензола 0,1–0,2% масс., при этом выход целевого продукта составляет около 98% масс.

Под этот процесс можно перевести простаивающую установку каталитического риформинга ЛГ-35/11–300.

6. Комбинированная переработка

Такой вариант заключается в двухстадийной переработке с получением продукта более высокооктанового, чем исходное сырье (БСФ). На первой стадии парафиновые УВ нормального строения в среде водорода подвергаются гидрокрекингу, а ароматические УВ алкилированию (промежуточными продуктами гидрокрекинга). Такие превращения достигаются на пентасилсодержащем катализаторе. Процесс проводят при температуре 300–340 °С, давлении 3 МПа, объемной скорости 4 ч⁻¹, кратности циркуляции ВСГ 800 нм³/м³. Однако в результате в продукте остается большое количество бензола (20–25%). В связи с этим продукт разделяют в сепараторе (при температуре 210 °С) на легкую (в которой концентрируется бензол) и тяжелую части.

На второй стадии легкая часть поступает во второй реактор для проведения реакции гидроизомеризации (катализатор ИПМ-02). Температура во втором реакторе 230 °С, объемная скорость 3 ч⁻¹. После чего продукты поступают в холодный сепаратор для отделения ВСГ.

После смешения продукта второй стадии и тяжелого продукта первой получается смесь с большим октановым числом, чем исходное сырье. Но для осуществления данного варианта необходим поиск дополнительного количества бензолсодержащей фракции

Таким образом, предпочтительными являются варианты гидрирования и гидроизомеризации. Для реализации данных процессов можно задействовать простаивающую установку каталитического риформинга ЛГ-35/11–300. Она оснащена всем необходимым оборудованием. Однако минимальная загрузка составляет 30 м³/ч. Выработка БСФ составляет 17–20 м³/ч. Для увеличения загрузки можно использовать фракцию н.к.—62 °С из стабильного катализата (выделяется на блоке выделения бензолсодержащей фракции).



Таблица 6

Показатели качества сырья процессов гидрирования и гидроизомеризации

Показатель	БСФ (62–85 °С)	н.к.—62 °С	БСФ + н.к.—62 °С
Количество, м ³ /ч	17–20	12–15	30–33
ИОЧ (МОЧ)	80 (70)	(78 расч.)	79
Содержание серы, ppm	1	1	1
Содержание бензола, % об.	34,2	5	22–25
Содержание АУ, % об.	39,2	5	25–27

В случае проведения процесса на минимальной загрузке необходимо будет задействовать 2 реактора ввиду большого теплового эффекта реакции гидрирования бензола. Допустимый температурный перепад в реакторе составляет 50 °С. Для охлаждения смеси между реакторами вводим квенчинг (охлажденный продукт) с расходом 10 м³/ч. Расчеты показали, что температурный перепад составит 95 °С.

В связи с большим перепадом температур предлагается проведение процесса в 2 реакторах. Для этого можно использовать Р-5 и Р-4, объемом 11,2 и 12,3 м³. Выбор реакторов обусловлен минимальными изменениями в схеме существующего оборудования. Также для нивелирования температурного перепада предлагается использовать квенчинг. Принципиальная технологическая схема процесса представлена на рис. 3 (Р-2 и Р-3 не участвуют в процессе). Также предлагается задействовать вместо одной камеры печи риформинга печь предварительной гидроочистки П-104.

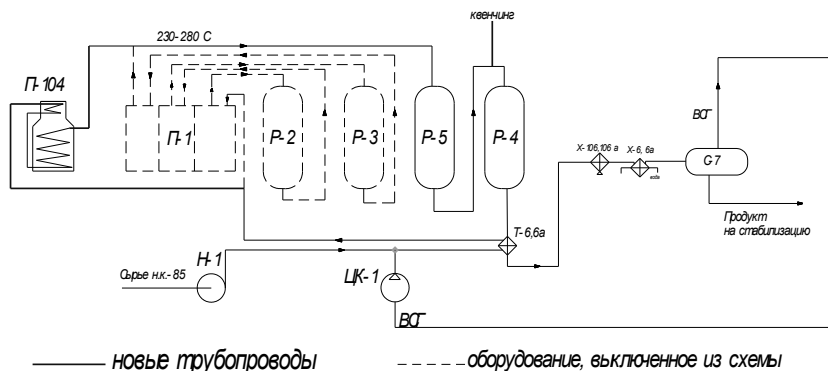


Рис. 3. Схема процессов гидрирования и гидроизомеризации.

В результате реализации процессов получают продукты лучшего качества, относительно исходного сырья (таблица 7).



Таблица 7

Характеристика продуктов процесса

Процесс	ОЧ (ИМ)	Бензол, % об.	АУ, % об.
Гидроизомеризация	81	Менее 1	1
Гидрирование	75	Менее 1	1

Данные продукты можно использовать при компаундировании товарных топлив, отвечающих современным стандартам Euro 3. Ввиду того, что блок выделения бензолсодержащей фракции на ОАО «КНПЗ» пускается 1 июня 2011 г., расчет эффективности от внедрения данного мероприятия производился из условия работы процессов с июня по декабрь 2011 г. Кроме того реализация процессов потребует изменений в технологической схеме, а следовательно, и времени. Планировалось, что на реконструкцию установки потребуется 6 месяцев (с декабря 2010 года).

Таблица 8

Компаундирование бензинов при гидрировании*

Компонент	Цена, руб/т	Бизнес-план	Гидрирование	Гидроизомеризация
		т	т	т
Регуляр 92 (по контракту)	13432	221175	143942	150342
Регуляр 92 Euro	13432	229691	303859	299527
Премиум 95 Euro	15570	106416	123384	138366
Супер 98 Euro	17703	8500	8500	8500
Бензин ГФУ	8252	59002	40706	33191
Прямогонный бензин	8252	154183	155375	146555
ИТОГО	–	778967	775766	774481
Экономический эффект	–	–	+125,8	+ 191,3
Экономия на акцизах	–	–	+ 49,4	+ 58,2
Затраты	–	–	–100,0	– 104,8
Суммарная выручка	–	–	+ 75,2	+ 144,7

* Данные на основе расчетов программы PIMS с учетом работы процессов июнь-декабрь 2011 г.

Согласно данным таблицы предпочтительным является вариант переработки БСФ с помощью процесса гидроизомеризации.



Расчеты, полученные в работе, позволяют перечислить основные преимущества выбора данного пути переработки бензолсодержащей фракции:

- экологичность— ввиду снижения содержания бензола и ароматических УВ;
- сокращение выработки прямогонного бензина и бензина ГФУ на 5 и 27% соответственно;
- выработка бензинов по классу Euro 3 за 7 месяцев 2011 г вырастет на 13%;
- реализация проекта позволит увеличить выработку бензинов по стандарту Euro 4 в 2012 г на 7%;
- экономический эффект от внедрения более 140 млн. руб. за 7 месяцев 2011 года (более 250 млн. руб. за 2012 год).

Оптимизация работы установок ЭЛОУ ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез»

А. В. Журавлев, Р. Р. Хабибуллин
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»

Целью данной работы является снижение затрат на подготовку нефти и повышение эффективности использования оборудования установок электрообессоливания и обезвоживания нефти (ЭЛОУ) ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез».

До 2010 года подготовка нефтей— Западносибирской нефти (далее З.С.), Каменноложской нефти (далее К. Лог), смеси Пермских тяжёлых нефтей— Кунгурской и Северокамской (далее К+С.К.) осуществлялась по схеме, приведенной в таблице 1.

Все нефти направлялись насосами Парка сырой нефти в промежуточные резервуары парка ЭЛОУ (по три резервуара на каждую нефть), откуда сырьевыми насосами установок ЭЛОУ направлялись на обезвоживание и обессоливание.

Таблица 1

Распределение нефтей на установках ЭЛОУ до 2010 года

Установка	Нефть	Фактическая загрузка, м ³ /час	Максимальная регламентная загрузка, м ³ /час	Направление
ЭЛОУ-4				
1 поток	З.С.	150	550	АВТ-4,5
2 поток	К+С.К.	150	300	АВТ-4
ЭЛОУ-5	К.Лог	530	550	АВТ-1,2
ЭЛОУ-6				
1 поток	З.С.	470	550	АВТ-4,5
2 поток	З.С.	500	550	АВТ-4,5



Пермские тяжелые нефти (Кунгурская + Северокамская нефти) перерабатываются фиксированным объемом для обеспечения стабильного содержания серы во фракции топлива дизельного прямогонного установки АВТ-4. Часовой объём поставки этих нефтей составляет 100–200 м³/ч и их подготовка в чистом виде на любом из потоков установок ЭЛОУ приводит к неэффективному использованию оборудования (1-й поток ЭЛОУ-4 нагружен на 27%, 2-й — на 50%). Совместная подготовка Западносибирской и Пермских тяжёлых нефтей на одном из потоков ЭЛОУ-4 с остановкой другого не представлялась возможной, так как при работе с резервуаров парка ЭЛОУ не возможно фиксировать вовлечение Пермских нефтей на прием сырьевого насоса ЭЛОУ.

Для оптимизации работы установок ЭЛОУ, учитывая максимально возможные загрузки установок ЭЛОУ-4 и ЭЛОУ-6:

- на **первом этапе** была реализована схема прямого питания Пермских тяжёлых нефтей от Парка сырой нефти до установок ЭЛОУ: смонтирован расходомер и регулирующий клапан в ПСН, исключены 3 промежуточных резервуара в парке ЭЛОУ;
- на **втором этапе** были подобраны: деэмульгатор и его оптимальная дозировка для смеси Западно-сибирской и Пермских тяжёлых нефтей, оптимальные параметры технологического режима установок ЭЛОУ-4,6 — температуры процесса обессоливания, объём подаваемой промывной воды, уровни раздела фаз в электродегидраторах.

Реализация 1-го этапа позволила:

- устанавливать фиксированную переработку Пермских тяжёлых нефтей не загрузкой одного из потоков ЭЛОУ, а заданной откачкой из Парка сырой нефти;
- осуществлять подготовку Пермских тяжёлых нефтей в смеси с Западносибирской в заданном соотношении;
- оптимизировать загрузки установок ЭЛОУ-4, ЭЛОУ-6 и исключить из работы установку ЭЛОУ-5.

Таблица 2

Распределение нефти на установках ЭЛОУ после реализации схемы прямого питания

Установка	Нефть	Фактическая загрузка, м ³ /час	Максимальная регламентная загрузка, м ³ /час	Направление
ЭЛОУ-4 1 поток 2 поток	К. Лог З.С.	530 200	550 300	АВТ-1,2 АВТ-4
ЭЛОУ-5	–	0	550	–
ЭЛОУ-6 1 поток 2 поток	З.С. З.С.+К+С.К.	520 550	550 550	АВТ-4,5 АВТ-4

Для реализации 2 этапа в ИЛ ОИЦ было проведено лабораторное обессоливание смеси нефтей З.С. + (К.+С.К.) в соотношении 70% масс.:



30% масс. соответственно с различными дозировками деэмульгаторов ФЛЭК Д003 и Dissolvan 3431. Результаты лабораторных испытаний показали лучшую эффективность деэмульгатора ФЛЭК Д 003.

Реализация 2-го этапа позволила:

- снизить потребление деэмульгатора;
- исключить потребление дорогостоящего импортного деэмульгатора Диссольван 3431;
- снизить потребление промывной воды.

Результаты оптимизации показаны в таблице 3.

Таблица 3

Результаты оптимизации подачи деэмульгатора и промывной воды

	Расход деэмульгатора, г/т нефти		Расход промывной воды, % об.	
	2009 г.	2010 г.	2009 г.	2010 г.
ЭЛОУ-4 (1 поток)	5,0 (ФЛЭК Д003)	0	3,6	2,3
ЭЛОУ-4 (2 поток)	3,0 (Диссольван 3431)	5,0 (ФЛЭК Д003)	5,0	3,9
ЭЛОУ-5	5,0 (ФЛЭК Д003)	–	3,73	–
ЭЛОУ-6 (1 поток)	3,0 (ФЛЭК Д003)	0	3,63	2,2
ЭЛОУ-6 (2 поток)	3,0 (ФЛЭК Д003)	3,0 (ФЛЭК Д003)	5,0	4,6

Капитальные вложения на монтаж схемы прямого питания в ПСН составили 884,12 тыс.руб.

Экономия за год составляет:

- по пару (исключение ЭЛОУ-5) 5508 тыс. руб.;
- по электроэнергии (исключение ЭЛОУ-5) 2204 тыс. руб.;
- по деэмульгаторам 2307,9 тыс. руб.;
- на подготовку воды 1078,8 тыс. руб.;
- снижение затрат на ремонт резервуаров (исключение 3-х РВС) 15000 тыс. рублей.

Общий экономический эффект от внедрения мероприятий с учетом капитальных вложений составляет **25214,9 тыс. руб.**

**Комплексный анализ заканчивания нефтяных скважин
объекта меловых отложений**

Ф. С. Завалин
ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Сырьевая база России за последние годы претерпела значительные изменения. В разработку вовлекаются месторождения с невысокими запасами, более сложными геологическими условиями, что требует значительных операционных затрат, приводящих к росту себестоимости добычи газа и нефти. Многолетний опыт разработки месторождений



свидетельствует о постоянно возрастающих объемах трудноизвлекаемых запасов. В связи этим возникает вопрос выбора метода заканчивания скважин.

Подобным пластом с низкой проницаемостью и сложным геологическим строением являются меловые объекты нефтяного месторождения. Пласт Б отличается высокой неоднородностью (проницаемость пласта в разных скважинах по данным ГДИ изменяется в диапазоне $0.01 \div 25 \text{ мД}$) и высокой анизотропией по вертикали k_z/k_r ($0.0007 \div 0.2$), что осложняет выбор системы разработки и типа заканчивания скважин на пласте Б.

Для анализа выбора заканчивания были привлечены результаты интерпретации ГДИ, ГИС, ПГИ и промысловые данные. По данным ГДИ наибольший объем параметров пласта получен из горизонтальных скважин.

На производной давления диагностического графика горизонтальной скважины отмечается 3 режима притока: 1-й уровень стабилизации — вертикальный радиальный поток (определяются скин-фактор загрязнения и оценивается вертикальная анизотропия пласта, линейный — поток определяется работающая длина ствола, 2-й уровень стабилизации — поздний радиальный поток (определяется kh , $P_{пн}$). Таким образом, при интерпретации качественного восстановившегося исследования горизонтальной скважины можно дополнительно получить параметры вертикальной анизотропии пласта и работающей длины ствола скважины (рис. 1), которые вносят значительный вклад в продуктивность.

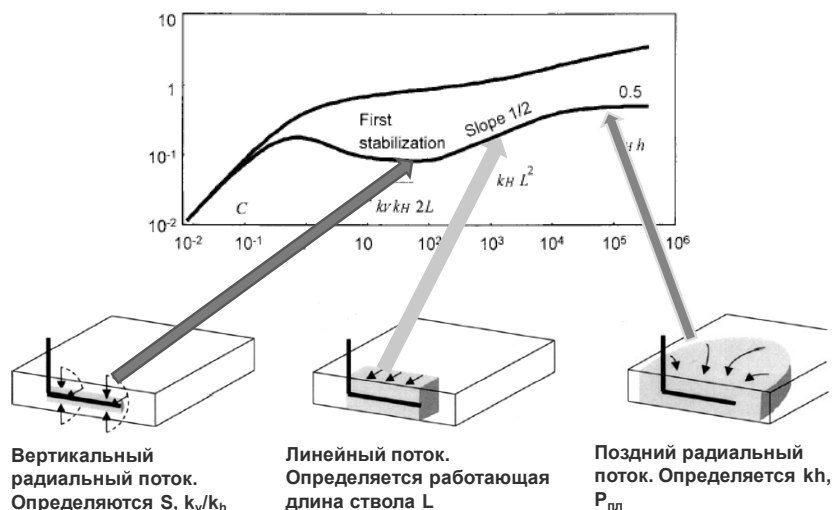


Рис. 1. Пример КВД горизонтальной скважины

Значение параметра вертикальной анизотропии можно визуально оценить по рис. 2. где приведено сравнение формы кривой восстановления давления для горизонтальной скважины с анизотропией пласта 1, 0.1, 0.01, 0.001. Так уже для анизотропии 0.01 полка вертикального радиального потока находится на том же уровне, что и полка позднего радиального



ного потока, а для анизотропии 0.001 она выше. Продуктивность даже вертикальной скважины без ГРП может оказаться больше продуктивности неглубокой горизонтальной скважины в сильно анизотропном пласте.

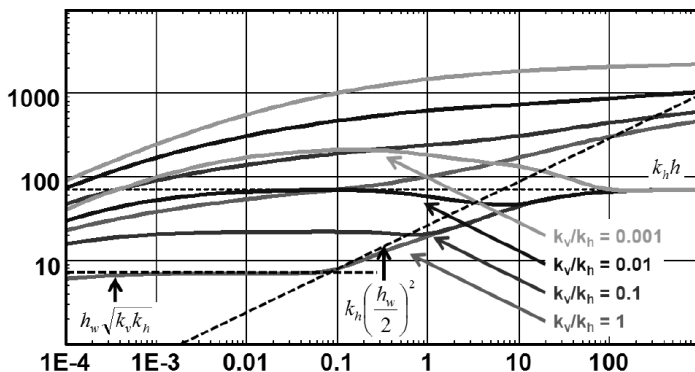


Рис. 2. Пример КВД горизонтальной скважины с разной анизотропией пласта

Данный параметр используется в аналитическом решении притока к горизонтальной скважине.

В работе для оценки эффективности заканчивания в разных геологических условиях был применен метод «эквивалентной скважины». Данный метод использует аналитическое решение притока для горизонтальной скважины и скважины с ГРП в конкретных геологических условиях, и легко реализуется ПО Saphir на стадии интерпретации ГДИ.

Нефтяная залежь делится на 4 основных участка, каждому из которых соответствуют свои фациальные линзы (рис. 3): Северный участок, Восточный участок, Южный участок, Центральный участок. Участки сильно отличаются по фильтрационным свойствам пласта и геологическим условиям, по этой причине анализ заканчивания проводился для каждого в отдельности.

На Восточном участке наиболее представительное исследование проведено в горизонтальной скважине А. Отмечаются все три режима скважины — вертикальный радиальный, линейный и поздний радиальный (рис. 4). Определены все параметры пласта. По полученным параметрам подготовлена модель эквивалентной скважины с трещиной (рис. 4).

При проведении ГДИ в скважине В, хотя и не достигнут поздний радиальный поток, проведена оценка параметров пласта по имеющимся данным КВД и настройке на забойное давление. Аналогично, как и по скважине А подготовлена модель эквивалентной скважины с трещиной. (На этих скважинах ГРП не выполнялось)

Длина трещины для эквивалентной скважины А составила 140 м, для скважины ВВ она составила 85 м.

Таким образом, для Восточного участка горизонтальная скважина является оптимальным заканчиванием по причине невысокой вертикальной анизотропии и больших рисков повредить переемычку между продуктивной частью объекта и нижележащим водонасыщенным пластом.

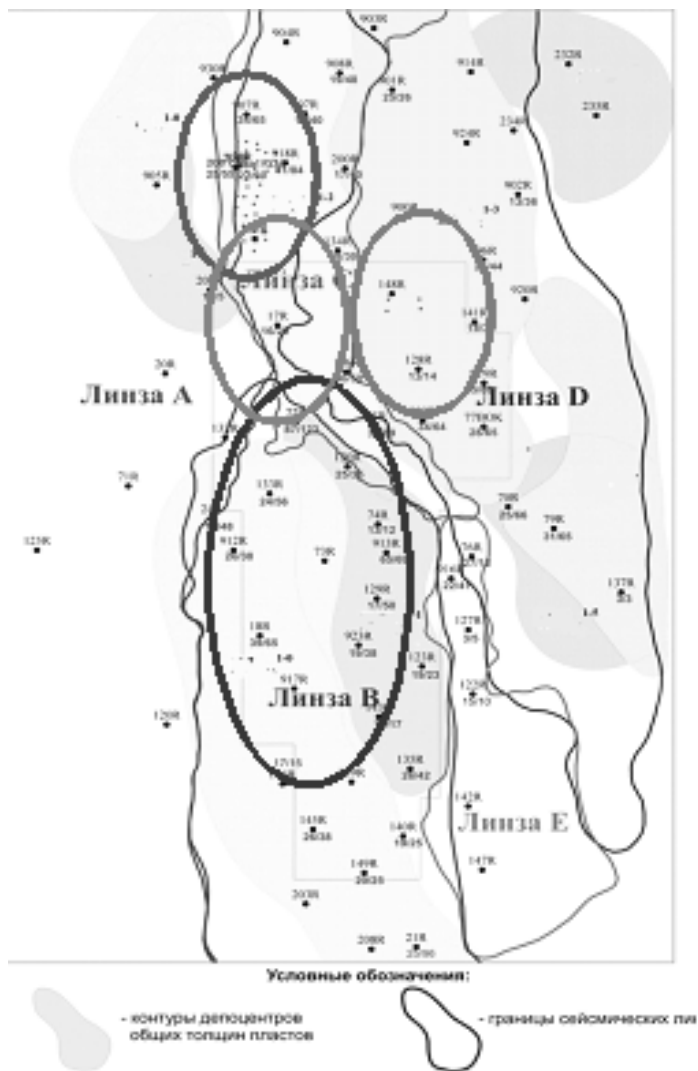


Рис. 3. Залежь: 1 — Северный участок; 2 — Восточный участок; 3 — Центральный участок; 4 — Южный участок

На Южном участке исследования проведены в скважинах вертикальной С, горизонтальных D, E.

По промысловым данным продуктивность скважины С с ГРП больше чем в горизонтальной скважине D (рис. 5). В скважине E продуктивность наибольшая, но нужно отметить наличие большой обводненности продукции — 40%. По данным ПГИ в данной скважине отмечается не-

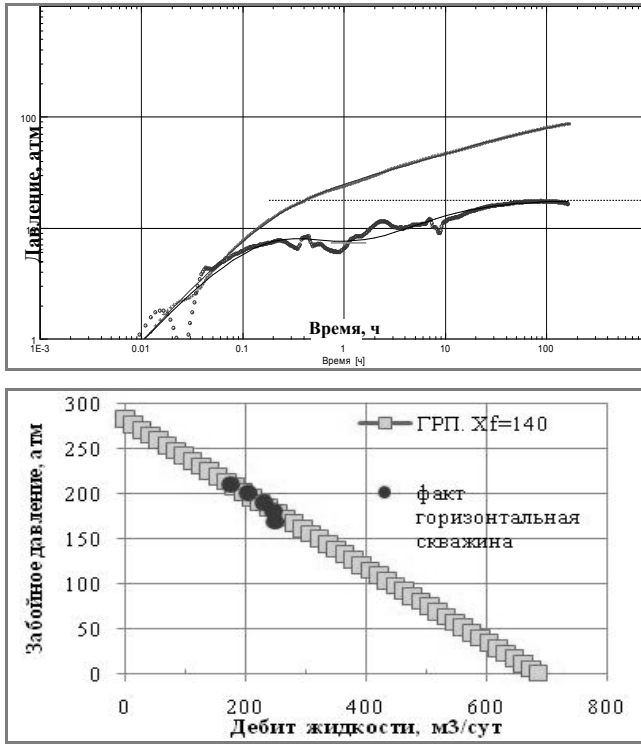


Рис. 4. Кривая восстановления давления в скважине АА от 12.11.2010 г. и ее эквивалентная модель скважины с ГРП

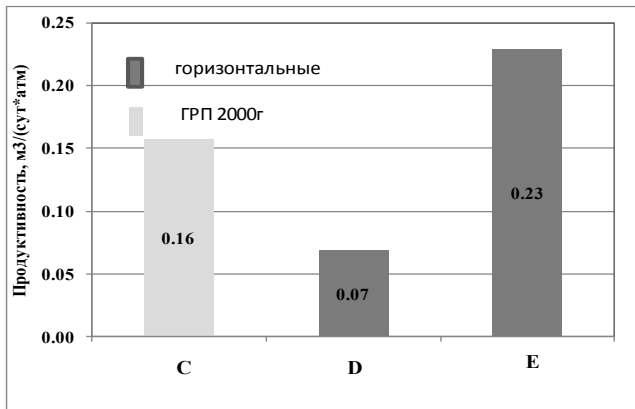


Рис. 5. Продуктивность горизонтальных скважин и скважины с ГРП



герметичность колонны в районе узла ветвления откуда поступает вода из выше лежащего горизонта. Продуктивность по нефти в скважине E оказалось ниже, чем в вертикальной скважине С с ГРП.

Таблица 1

Оценка продуктивности горизонтальных скважин и скважины с ГРП

№ скв.	Тип скв.	Дата	$Q_{ж}$, м ³ /сут	Обв-сть, %	$Q_{гп}$, м ³ /сут	$P_{ин}$, атм	$P_{заб}$, атм	Прод-ть, м ³ /(сут**атм)	Прод-ть по нефти, м ³ /(сут**атм)
С	Верт. с ГРП	30.06.11	24	1.86	23.6	255	102	0.16	0.15
D	Гор.	30.06.11	13	2.27	12.7	255	64	0.07	0.06
E	Гор.	30.06.11	38.8	40.2	23.2	255	86	0.23	0.137

В скважине D 20 сентября 2009 проведено ГДИ. Оценка параметров проведена по раннему радиальному притоку, эффективной работающей длине ствола по ГИС и настройке на забойное давление. По полученным данным создана модель вертикальной скважины с трещиной ГРП.

Полудлина трещины эквивалентной скважины D составила 65 м (рис. 6). Водонасыщенный пласт в данном районе располагается глубже продуктивного на 40÷50 м. Оптимальным заканчиванием для данного района будет являться вертикальная скважина с трещиной ГРП.

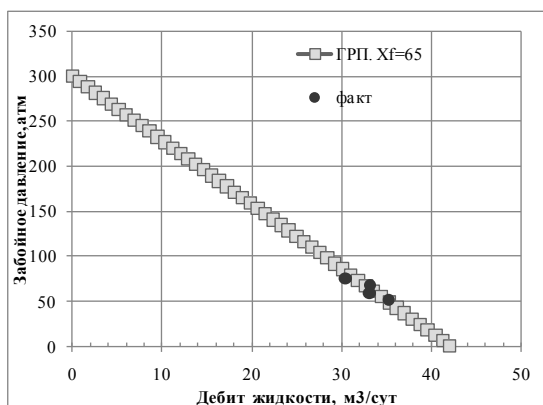


Рис. 6. ИД скважины D и модельная кривая скважины с трещиной ГРП

Северный участок характеризуется более низкими фильтрационными свойствами. Добыча ведется вертикальными скважинами после интенсификации методом ГРП либо горизонтальными скважинами.



В мае, июне 2011 проведены повторные большеобъемные ГРП в скважинах М, N, P, R, O, а в скважинах К и L повторный ГРП был проведен в июле и сентябре 2010 г. По состоянию на 30.06.2011г проведена оценка продуктивности горизонтальных скважин и скважин с повторным ГРП (таблица 2, рис. 7).

По промысловым данным продуктивность скважин с большеобъемным ГРП значительно выше продуктивности горизонтальных скважин.

Таблица 2

Оценка продуктивности горизонтальных скважин и скважин с повторным ГРП

№ скв.	Тип. скв.	Дата	Q_{*k} , м ³ /сут	Объем-сть, %	Q_{*r} , м ³ /сут	$P_{ин'}$, атм	$P_{заб'}$, атм	Прод-ть, м ³ / (сут*атм)
F	Гор.	30.06.11	17.9	0.54	17.8	225	88	0.13
G	Гор.	30.06.11	6.2	0.43	6.2	233	111	0.05
H	Гор.	20.07.10	36	0.32	35.9	235	147	0.41
J	Гор.	30.06.11	15	3.8	14.4	233	55	0.08
K	Верт. с ГРП	30.06.11	8	1.2	7.9	245	113	0.06
L	Верт. с ГРП	30.06.11	90	7.8	83.0	214	175	2.33
M	Верт. с ГРП	30.06.11	72.4	21.3	57.0	235	126	0.66
N	верт с ГРП	30.06.11	15.1	43.6	8.5	217	85	0.11
O	верт с ГРП	30.06.11	58	18.3	47.4	202	115	0.67

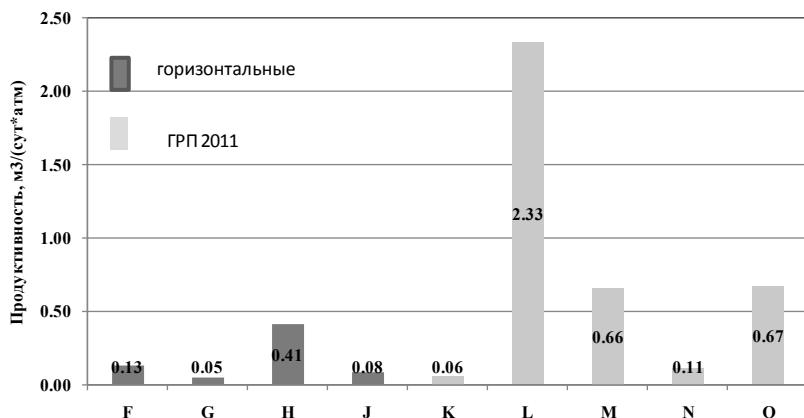


Рис. 7. Продуктивность горизонтальных скважин и скважин с повторным ГРП



Как и по южному участку, основная причина низкой эффективности горизонтальных стволов кроется в высокой вертикальной анизотропии пласта.

Оценить вертикальную макроанизотропию можно по данным ГДИ в горизонтальной скважине или на качественном уровне по керну.

Выводы

Вертикальные скважины с большеобъемным ГРП Северного и Южного участков обладают большей продуктивностью по сравнению с горизонтальными.

Основная причина низкой эффективности горизонтальных скважин в этих районах высокая расчлененность и высокая вертикальная анизотропия пласта.

Для восточного участка горизонтальная скважина является оптимальным закачиванием по причине не высокой вертикальной анизотропии и больших рисков порвать перемычку между продуктивной частью пласта и водонасыщенным нижележащим пластом.

Результаты данной работы повлияли на проектные решения разработки нефтяного объекта. А метод “эквивалентной скважины” продолжает эффективно использоваться для обоснования заканчивания при испытании разведочных скважин и в процессе интерпретации ГДИ эксплуатационных скважин на нефтяных и газовых объектах.

Разработка модернизационных работ для оборудования нагнетания и обработки скважинного флюида при освоении арктического шельфа

Н. В. Зинин

ОАО «НК» Роснефть» — « Мурманскнефтепродукт»

Территории арктического шельфа, на которых располагаются месторождения нефти и газа, характеризуются суровыми климатическими условиями, сложной ледовой обстановкой. Отсутствие опыта работы в таких условиях ставит сложную задачу создания совершенно новых технологий для освоения месторождений, причем для 90% перспективных площадей арктического шельфа отсутствуют апробированные технологии добычи, обустройства и транспортировки продукции.

В предлагаемой работе рассматривается применение новых разработок по подводным технологиям. Для проведения модернизации взят за объект промысловое подводное оборудование, т.е. многофазные насосы, сепаратор, компрессорные агрегаты, устьевое оборудование, манифольд для распределения скважинных потоков.

Определены рациональные эксплуатационные режимы скважины с подводным закачиванием при освоении Арктического месторождения.



Разработана методика по определению возможности совместной добычи и транспортировки продукции с использованием подводных добычных комплексов.

Произведен расчет необходимого давления на входе в подводный магистральный газопровод.

Рассмотрены режимы эксплуатации скважин.

Рассчитаны возможные начальные устьевые давления скважин, необходимое количество скважин, скорости падения устьевого давления, необходимый минимальный период эксплуатации месторождения.

Разработаны методы расчета режимов эксплуатации скважин и объемов добычи газа.

Разработаны рекомендации применения сепаратора с обводной линией для газовой фазы и системой разделения нефти, воды и песка.

Произведена модернизация конструкции подводных сепараторов при совместном использовании с подводными агрегатами компримирования газа.

Произведен расчет использования подводной компрессорной установки, состоящей из четырех одинаковых линий (одна резервная) с рекомендациями.

Рассмотрено применение компрессорного агрегата центробежной конструкции, предназначенного для работы с влажным газом.

Разработана схема мобильной буровой установки, ориентированной на подводные способы строительства скважин (подводно-подледный буровой комплекс, буровая установка).

Рассмотрено применение систем постоянного тока для обеспечения передачи электроэнергии на очень большие расстояния.

Цель разработки—внедрение упомянутой технологии в отечественную промышленность, что даст существенную выгоду государству, будет способствовать технологическому развитию экономики, повышению инвестиционной привлекательности территории, реализации коммерческих и геополитических интересов России при освоении Арктического шельфа.

Осуществлен системный подход к созданию методики модернизации оборудования подготовки и нагнетания флюидов с целью обеспечения их соответствия современным техническим и научным требованиям. Приведенный поэтапный процесс проведения модернизационных работ позволит значительно повысить востребованность промыслового подводного оборудования для освоения шельфа арктических морей.

Применение модернизированных сепараторов под водой может принести ощутимые преимущества:

- 1) увеличение сроков эксплуатации месторождения;
- 2) снижение вероятности возникновения проблем загидрачивания в водоотделяющих колоннах;
- 3) уменьшение размеров оборудования для подготовки продукции на платформе.

Подводные сепарационные установки не включают систему отделения механических примесей, так как это оборудование имеет большие



массогабаритные характеристики, соответствующие оборудованию, применяемому на суше.

При вводе в эксплуатацию модернизированной подводной компрессорной установки, каждый из четырех модулей обеспечит:

- 1) повышение давления до 7 МПа;
- 2) производительность около 50 млн. м³/сут.

Модернизированная буровая установка будет функционировать самостоятельно и иметь дистанционное управление по гибкому кабелю со специально оборудованного комплекса

Внедрение технологического проекта ремонта и эксплуатации скважин с негерметичной колонной через пакер-гильзы

О. Д. Калимулин, А. В. Маслов

*ДО ООО «АРГОС»-«Лангепасско-Покачевское управление
ремонта скважин»*

В настоящее время разработка многих месторождений ТПП «Лангепасснефтегаз», ТПП «Покачевнефтегаз» ведётся на поздней стадии и характеризуется значительной выработкой запасов нефти, длительной эксплуатацией фонда скважин, увеличением обводнённости добываемой продукции. Все это влечет за собой ежегодно увеличивающиеся затраты на извлечение каждой тонны нефти. В этих условиях нефтедобывающие предприятия применяют более совершенные технологии по добыче нефти. Особое внимание уделяется мало затратным методам эффективного восстановления скважин и ввода их в эксплуатацию для извлечения остаточных запасов нефти.

В современных условиях повышение экономической эффективности нефтедобычи осуществляется преимущественно за счет интенсивных факторов и среди мероприятий по интенсификации процессов нефтедобычи, извлечения остаточной нефти, разработки трудно извлекаемых запасов все большее значение придается мероприятиям по КРС.

Применение геолого-технических мероприятий по герметизации эксплуатационных колонн позволяет интенсифицировать процессы добычи нефти, регулировать состояние разработки месторождений и увеличивать степень извлечения запасов углеводородного сырья. В этом случае улучшаются экономические показатели нефтедобывающего предприятия, так как в результате проведения методов происходит снижение себестоимости добываемой нефти и соответственно увеличивается прибыль, что напрямую связано со стабильностью нашего предприятия.

В фонде скважин, как в добываемом, так и в нагнетательном, имеется значительное количество скважин с большими интервалами сквозной деформации эксплуатационной колонны. Параметры будущей работы скважин, а именно, малый дебет, низкие динамические уровни не позволяют использовать такие технологии, как спуск колон-



ны с меньшим диаметром, в связи с тем, что нет возможности установки штангового насоса внутрь 102 колонны. Химические методы также нельзя использовать по экономической нецелесообразности и малой эффективности. Исходя из всего выше сказанного, образовался фонд скважин, который необходимо вовлечь в эксплуатацию с помощью эффективных, но низко затратных технологий. Рассмотрев ниже изложенную технологию, видно, что она подходит под все условия, высказанные ранее.

Для полного представления устранения негерметичности, применяя пакер-гильзу, рассмотрены технические устройства, используемые для герметизации с последующим вводом в эксплуатацию скважин.

Пакер-гильза (рис. 1) имеет технически простое устройство. Состоит из основных частей: гильза (1), посадочный инструмент, ниппель (10).

Перед установкой пакера-гильзы необходимо произвести ряд технологических операций (СПО скрепера, шаблона, нормализацию забоя).

Пропустить пакер-гильзу через устьевое оборудование с минимальной скоростью, чтобы не повредить манжеты. Спустить пакер на заданную глубину, осуществить геофизическую привязку и подгонку. После чего произвести посадку пакера. С помощью пакера-гильзы можно производить эксплуатацию скважин с негерметичными колоннами, оборудованных УШГН.

В скважину спускается ниппель на НКТ 73 с замковой опорой. После посадки ниппеля производят спуск штангового насоса на колонне штанг. Тем самым пакер-гильза даёт возможность без лишних затрат на производство РИР вернуть скважину в эксплуатацию. Простота и надежность конструкции обеспечивают успешную посадку и эксплуатацию пакера.

Опробование в качестве опытно-промышленных работ было начато на скважинах нагнетательного фонда. Ранее, имея в скважине механический пакер через определённый период, необходимо производить его замену с чистой забоя проведением геофизических исследований и последующей установкой нового пакера. Все проводимые работы связаны с большим количеством технических минусов, как то: затруднённый срыв пакера в ряде случаев с привлечением бригад КРС, невозможность проводить полные геофизические исследования, невозможность работать

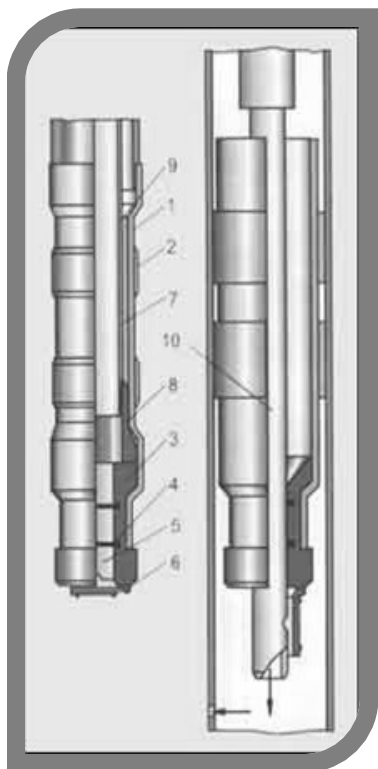


Рис. 1



по очистке забоя от загрязнения без срыва и подъема пакера, затраты на закупку новых механических пакеров.

Предложенная технология исключила все выше перечисленные минусы: во-первых, после установки комплекта пакер-гильзы, ниппель не существует в будущем затрат на новое оборудование системы пакера. При ревизии пакер-гильзы меняются только манжеты. В принципе не может быть и осложненного срыва по сравнению с механическим пакером, даже в случае пересыпания в затрубном пространстве на пакер из интервала нарушения. Через установленную гильзу возможно проводить все работы по очистке забоя и геофизические исследования пласта, что немаловажно для заказчика. Нет необходимости привлечения бригад КРС. В 2010 году работы по установке пакера-гильзы были проведены на 3 скважинах ППД. На основе анализа разработанной технологии установки пакера-гильзы в нагнетательных скважинах появилась целесообразность производить опытно-промышленные работы по установке пакера-гильзы с комплексом глубинно-насосного оборудования на добывающих скважинах. Работы были проведены на скважине 664 кп 77 ЦДНГ-11 ТПП "АНГ" в 2010 году. С 19.11.2010 по 06.12.2010 бригадой КРС № 412 были проведены подготовительные работы перед установкой и установка пакера-гильзы на скважине № 664 кп. № 77 ЦДНГ-11 ТПП "АНГ". Пакер-гильзу установили на глубине 1849м, после чего произвели спуск ниппеля с замковой опорой. Замковую опору установили на глубине 1300 м и спустили НВ-38. Параметры работы скважины до установки пакера-гильзы и после приведены в таблице.

Qн (м³/сут.) до установки пакер-гильзы 2010 г.— скважина в бездействии		Qн (м³/сут.) после установки пакер-гильзы 2011 г.	
Февраль	8,3	Февраль	8,5
Март	–	Март	9,6
Апрель	–	Апрель	9,4
Май	–	Май	9,5
Июнь	–	Июнь	9,5
Июль	–	Июль	9,4
Август	–	Август	9,5
Сентябрь	–	Сентябрь	9,6
Октябрь	–	Октябрь	9,4
Ноябрь	–	Ноябрь	9,4
Декабрь	16	Декабрь	9,5

Перед тем как продолжить внедрение подобного направления в эксплуатационный фонд, параметры скважины тщательно наблюдаются и исследуются. В результате полученного опыта были сделаны ряд положи-



тельных выводов: внедряемая технология, как и планировалась, позволила обратить внимание на простаивавший фонд скважин с вышеуказанными сквозными деформациями э/к, не позволяющими их эксплуатацию. Все скважины тщательно изучены и подобраны под эту технологию нашими специалистами совместно со специалистами ТПП АНГ. За 2011 год были успешно проведены ещё 10 ремонтов скважин с применением технологии установки пакеров-гильз на скважинах ТПП «АНГ». При анализе фонда, а именно, добывающих скважин, для работы с данной технологией, установку пакер-гильзы пришлось отклонить по ряду скважин по причине того, что ожидаемый дебит скважин гораздо выше, чем для штангового глубинно-насосного оборудования. В результате чего в разработке находится технология установки механического пакера для эксплуатации с УЭЦН.

Особенно важным, является дальнейшая простота эксплуатации из расчёта затратности или для сравнения затрат на ревизию пакеров скважин. Мы видим, что ревизия пакера-гильзы занимает не только меньше времени, но и возможность производить ремонт силами ПРС.

В итоге, наше предприятие подобрало одну из эффективных технологий для вывода из бездействующего фонда значительного количества скважин, что позволило для заказчика решить достаточно емкую проблему. В связи с хорошим потенциалом представленной технологии будут производиться ремонты этой направленности.

Защита информации объектов информационной и телекоммуникационной инфраструктуры АСУ ТП газовой отрасли

С. В. Кирсанов

ООО «Газпром трансгаз Томск»

Для крупных промышленных объектов с повышенной техногенной опасностью, к которым относятся, в том числе, и объекты магистральных газопроводов, важнейшим является требование повышенной надежности систем автоматизации, поскольку в данном случае недопустимы даже мелкие аварии из-за возможного значительного экологического и материального ущерба. Следовательно, решения, направленные на выполнение этого требования, имеют наивысший приоритет как при выборе программно-аппаратных средств, так и при выборе методов управления, используемых на всех этапах автоматизации.

При проведении любых работ по автоматизации предприятия немаловажным и заслуживающим особого внимания является вопрос обеспечения информационной безопасности (далее—ИБ) автоматизированных систем управления. Поддерживание приемлемого уровня ИБ автоматизированных систем— процесс перманентный, это связано с постоянным появлением новых уязвимостей и угроз или модернизацией существующих систем.

Автоматизация управления объектами газоснабжения, в частности автоматизация управления технологическими процессами, приводит



к таким ситуациям, когда злоумышленники могут реализовать угрозы деструктивного информационного воздействия на объекты информационной и телекоммуникационной инфраструктуры. Это становится реальным в результате отсутствия или «слабой» реализации защитных мер на объектах автоматизации.

Тенденции таковы, что с каждым годом количество инцидентов в автоматизированных системах управления технологическими процессами (далее—АСУ ТП) значительно увеличивается. Наиболее ярким примером является вирус STUXNET, в результате действия которого произошла остановка на длительный период атомной станции в Иране. Применение однотипного оборудования, установленного на атомной станции (в частности фирмы SIEMENS) и на объектах газотранспортной системы России, не исключает вероятность появления рисков обеспечения бесперебойного функционирования комплексов АСУ ТП газовой отрасли.

Система защиты информации АСУ ТП

Целью создания системы защиты информации (далее—СЗИ) АСУ ТП является обеспечение состояния защищенности объектов автоматизации и информатизации АСУ ТП от любого рода воздействий естественного или искусственного характера происхождения.

СЗИ АСУ ТП предназначена для обеспечения контроля доступа к информационным ресурсам, предотвращения несанкционированного уничтожения, искажения, копирования, блокирования и модификации информационных ресурсов, защиты конфиденциальных информационных ресурсов, управляющих сигналов при передаче по открытым каналам связи. При помощи СЗИ осуществляется аудит действий пользователей, работающих в системе, защита информационных ресурсов от воздействия вирусов и иного вредоносного программного обеспечения, а также обеспечение необходимого уровня доступности информационных ресурсов и связанных с ними активов.

Системный подход к организации защиты информации объектов информационно-телекоммуникационной инфраструктуры АСУ ТП

Проведя анализ внедренных в Обществе проектных решений подсистем информационной безопасности АСУ ТП можно сказать, что большинство из них строилось исходя из принципа «закрыть все», при этом не проводились работы по оценке рисков и угроз ИБ, а зачастую были учтены лишь минимальные требования по защите информации. Разработанные технические решения не позволяют проводить централизованный мониторинг инцидентов информационной безопасности, перегружают трафик, также отсутствует возможность их масштабирования на другие объекты Общества и т.д. Такое положение дел обусловлено отсутствием системного подхода, который определил бы взаимные связи (отношения) между существующими понятиями, определениями, принципами, способами и механизмами защиты.

Практическая задача обеспечения информационной безопасности состоит в разработке модели представления системы (процессов) ИБ, ко-



торая на основе научно-методического аппарата позволяла бы решать задачи создания, использования и оценки эффективности СЗИ для проектируемых и существующих АСУ ТП.

Суперпозиция бизнес-процессов АСУ ТП и ИБ

Анализ целей, задач и ролей подразделений, ответственных за обеспечение информационной безопасности и автоматизации производственной деятельности, указывает на множество бизнес-функций, сгруппировав которые можно выделить следующие типовые для этих подразделений бизнес-процессы:

- организация и обеспечение производственных объектов и технологических процессов средствами автоматизации, телемеханизации и прочими средствами АСУ ТП;
- организация и обеспечение состояния защищенности интересов, ресурсов и объектов производства основных бизнес-процессов предприятия и ИБ.

Математически бизнес-процессы можно выразить в виде сложных функций, для которых применяются разные меры измерения:

- $V(bp1, bp2, \dots, lb, Ap, Z, Pr, \dots, bpn)$ — сложная функция основного бизнес-процесса;
- $V(bp1, bp2, \dots, lb, Ap, Z, Pr, \dots, bpn) = \sum_{i=1}^n Vp_i + Ap + lb - Z - Pr - Rp$;
- $lb(p1, p2, p3, \dots, pn)$ — функция бизнес-процессов ИБ;
- $Ap(p1, p2, p3, \dots, pm)$ — функция бизнес-процессов АСУ ТП;
- $Z(c1, c2, \dots, cn)$ — цели и задачи злоумышленника;
- $Pr(c1, c2, c3, \dots, cm)$ — прогресс ИТ, ИБ, АСУ ТП, тенденции и развитие, требования бизнеса;
- $Rp(p1, p2, p3, \dots, pk)$ — расходы на ведение бизнеса.

Задача бизнеса состоит в достижении максимума (оптимального) значения функции: $\max V(bp1, bp2, \dots, lb, Ap, Z, Pr, \dots, bpn)$.

Традиционно в алгоритме расчёта функции V функция Ap вносит вклад больше, чем функция lb $Ap(p1, p2, p3, \dots, pm) \geq lb(p1, p2, p3, \dots, pn)$. Связано это с тем, что функция Ap максимизирует и оптимизирует работу технологических процессов, а функция lb минимизирует риски и затраты функции V .

Это продолжается до тех пор, пока вклад функции Z не внесет свои коррективы в алгоритм расчета значений функции V , $Z(c1, c2, \dots, cn) \geq Ap + Pr + \sum_1^k Vp$, либо до тех пор, пока себя не проявит функция $Pr(c1, c2, c3, \dots, cm) \geq Ap + Pr + \sum_1^k Vp$. В данном случае коррективами могут быть планы на развитие, внедрение «малолюдных технологий», организация централизованного управления объектами производства, увеличение территории ответственности.

Представленное выше показывает математически обоснованное влияние деятельности злоумышленников, процессов АСУ ТП и обеспечения информационной безопасности на результаты работы практически любого предприятия.



Практические работы

В ходе изучения информации о способах и методах оценки защищенности была разработана новая методика расчета состояния защищенности. Для этого были определены основные группы показателей и влияющих факторов, характеры их связей, а также построена математическая модель, позволяющая произвести расчет состояния защищенности.

Для удобства расчетов и представления информации был разработан программный комплекс, позволяющий автоматизировать расчет и визуализировать результаты оценки состояния защищенности.

Программный комплекс позволяет:

- задавать желаемый уровень защищенности (например, на основании требований);
- рассчитывать фактический уровень защищенности путем ввода всех необходимых параметров;
- проводить сравнение желаемого и фактического уровня защищенности системы защиты информации и показывать разницу.

В программе имеется возможность просмотра графического представления количественных и качественных оценок по каждому из элементов. Здесь наглядно показано, как сравнивается заданный уровень безопасности с достигнутым.

Кроме того программа позволяет получить представление о системе защиты в целом. Ее эффективность наглядно отражена графически, а также рассчитана в виде обобщенных показателей уровня безопасности (количественного и качественного).

Анализ проектных решений системы защиты информации АСУ ТП, использование наработок и идей, полученных в ходе разработки методики оценки и построения математической модели расчетов, позволили реализовать накопленный опыт для решения задачи по модернизации системы защиты информации АСУ ТП КС «Омская».

В ходе модернизации системы защиты информации КС «Омская» было внедрено новое техническое решение, позволившее провести оптимизацию использования межсетевое оборудования, задействованного в защите информации на уровне локальной вычислительной сети АСУ ТП КС «Омская». На указанных выше схемах это наглядно представлено.

Заключение

Проведенное исследование указывает на появление определенного рода организационно-технических проблем, возникающих в ходе развития АСУ ТП и связанных с обеспечением информационной безопасности, появлением рисков ИБ, увеличением расходов на защиту, внедрением новых технологий и т.д.

В ходе практической реализации внедрения комплексов АСУ ТП на предприятии были проведены научно-обоснованные мероприятия, позволяющие осуществлять построение и модернизацию системы защиты информации, при этом удалось добиться снижения стоимости внедряемых СИ.

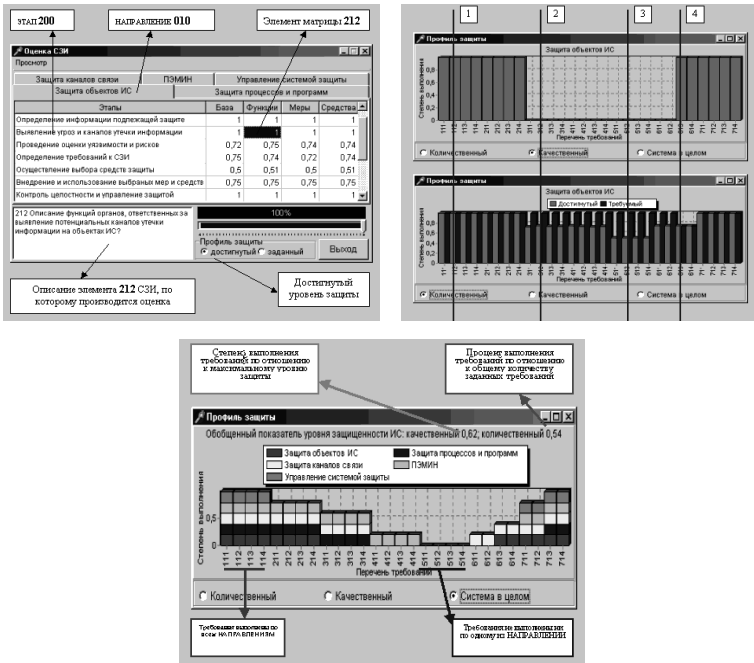


Рис. 1. Программный комплекс

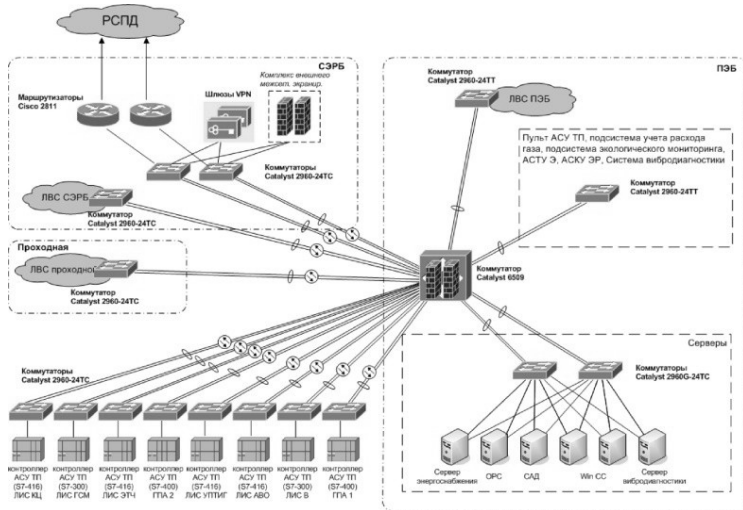


Рис. 2. Структурная схема системы защиты информации АСУ ТП КС «Омская» до модернизации

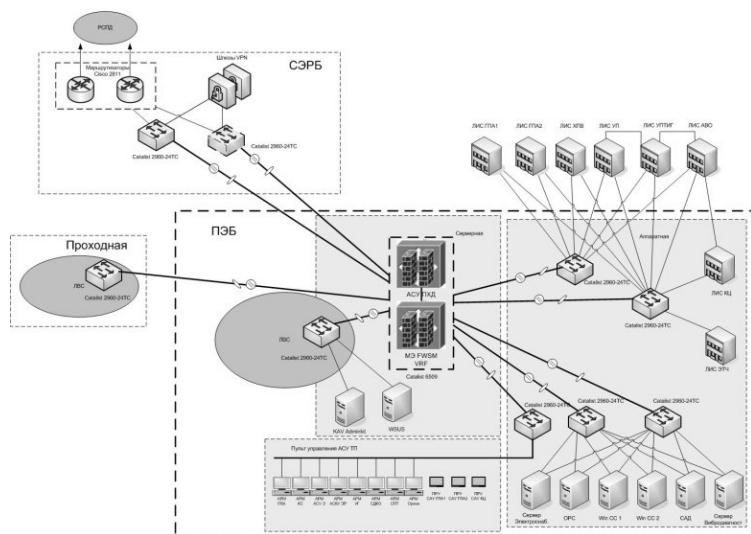


Рис. 3. Структурная схема системы защиты информации АСУ ТП КС «Омская» после модернизации

Комплексный подход в вопросе обеспечения безопасности, применение принципов эшелонированной защиты, применение различных типов средств защиты, соблюдение принципов разумной достаточности совместно с обеспечением отказоустойчивости и доступности позволяют обеспечить безопасное и надежное функционирование комплексов АСУ ТП.

Установка очистки насосов ЭПУ. Экономическое обоснование

А. А. Клименко, Ю. Ф. Эмексизов, А. Г. Куличков

ООО «ЛУКОЙЛ—Коми»

ППО «ЛУКОЙЛ—Усинсксервис»

Сокращения

- ЦСО, Р ЭПУ и К—цех сервисного обслуживания, ремонта электропогружных установок и кабеля;
- АСПО—асфальтосмолопарафиновые отложения;
- ЭЦН—электроцентробежный насос;
- ЭВН—электровинтовой насос;
- УЭЦН—установка ЭЦН;
- УЭВН—установка ЭВН;
- ЭПУ—электропогружная установка;
- НСЖ—нефте содержащая жидкость.



1. Общая методика мойки насосов ЭПУ

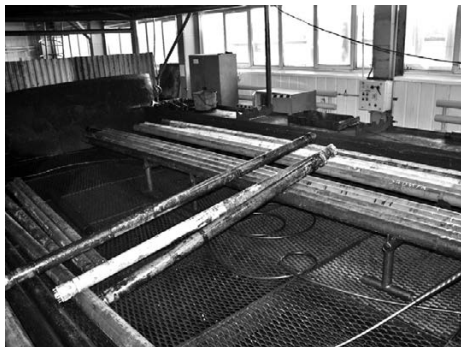


Рис. 1. Расположение УЭЦН, УЭВН на стеллажах мойки

В связи с особенностью конструкции насосов ЭВН их внутренняя мойка не осуществляется.

В связи с невозможностью качественной очистки ЭВН от НСЖ тестирование насосов, возвращенных со скважины, не производится, т.к. система очистки рабочей жидкости горизонтального стенда тестирования УЭВН, УЭЦН не предназначена для тестирования насосов, содержащих НСЖ.

2. Сложность проведения промывки рабочих органов



Рис. 2. Обойма насоса ЭВН в НСЖ

В связи со сложностями очистки насосов на участок разборки насосов ЭВН насосы поступают с содержанием НСЖ, что осложняет разборку насоса, ухудшает условия труда персонала, занятого при ремонте насосов.

Насосы ЭЦН также поступают на участок разборки с остатками НСЖ, тестируются на стенде, засоряя его и снижая межремонтные периоды.

Кроме проблем связанных с наличием НСЖ, имеется осложнение в виде отложения на рабочих органах насосов ЭЦН солей и накипи. Данные отложения невозможно удалить на обычных мойках.

Отложение солей и накипи приводит к сложностям при разборке насосов ЭЦН, а иногда и к невозможности разборки данных насосов. Насосы, которые невозможно разобрать, подлежат списанию.



Рис. 3. Рабочие органы насоса ЭЦН в НСЖ



Рис. 4. Отложение солей и наличие накипи на частях ЭЦН



Рис. 5. Неразобранный ЭЦН, при разборке произошло разрушение рабочих органов

3. Техническое описание ультразвуковой мойки

В состав мойки входит расходная емкость, камера мойки, гидравлическая схема заполнения камеры мойки, насос приводится в действие электродвигателем мощностью 45 кВт. Мощности электродвигателя достаточно для проворачивания вала любого насоса ЭВН и ЭЦН, эксплуатируемого в настоящее время на скважинах ООО «ЛУКОЙЛ—Коми», управление электродвигателя осуществляется при помощи частотного преобразователя. Предлагаемая мойка призвана решить имеющиеся проблемы.

4. Описание частей, входящих в конструкцию мойки, и описание работы мойки

Насос загружается в камеру мойки и при помощи шлицевой муфты подключается к электродвигателю, закрепляется на ложементах.

После этого камера заполняется моющим раствором.

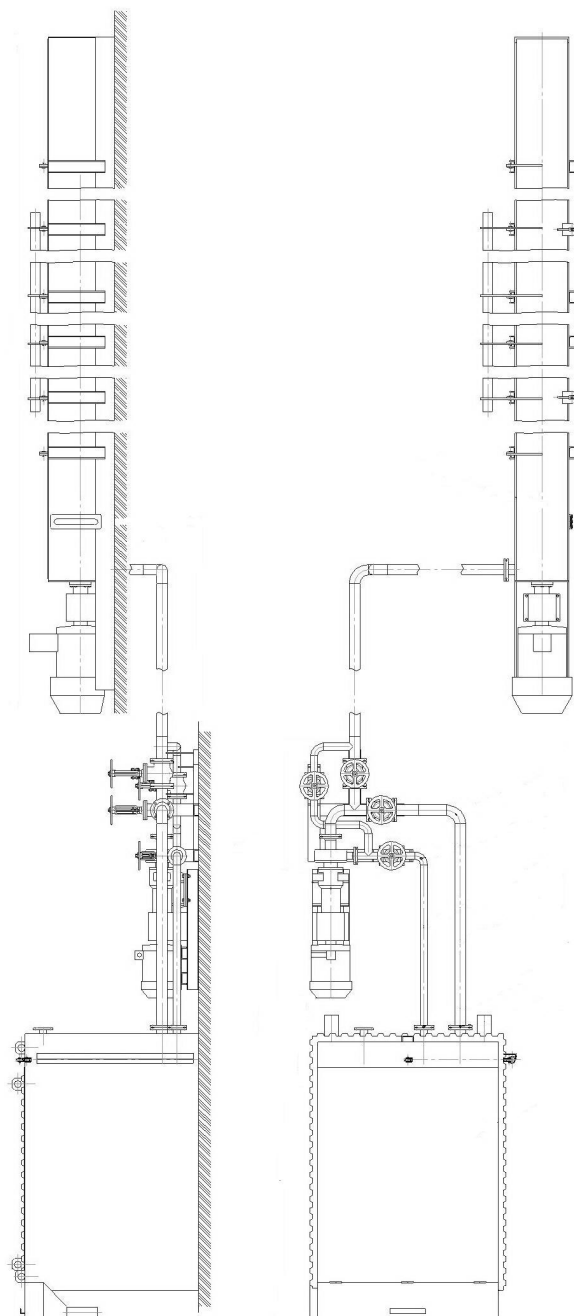


Рис. 6. Общая схема предлагаемой мойки



После заполнения камеры производится включение ультразвуковой мойки. После очистки ЭЦН, ЭВН ультразвуком включается электродвигатель, насос начинает имитировать работу в скважине, при этом происходит очищение внутренних полостей насоса от НСЖ, солей и пр. отложений.

После мойки моющий раствор сливается в расходную емкость.

В конструкции расходной емкости предусмотрена очистка от легких примесей при работе. Кроме этого предусмотрен обогрев моющего раствора до температуры 60°C.

Экономическое обоснование

В течение 2010 года в ЦСО, Р ЭПУ и К было списано зип. на общую сумму около 33 млн. руб. В связи с неблагоприятными условиями эксплуатации насосов типа ЭЦН 25% рабочих органов было отбраковано по причине отсутствия возможности их разбора на общую сумму 8 208 тыс. руб.

Внедрение нового оборудования позволит сократить данные затраты. А именно, после проведения ультразвуковой мойки можно вновь ввести в эксплуатацию рабочие органы на сумму более пяти с половиной миллионов рублей. Данная сумма учитывает потери при проведении дефектовки, по результатам которой в среднем 30 процентов деталей отбраковываются по причине механических повреждений, полученных в процессе эксплуатации оборудования (рис. 7). Общая стоимость установки мойки насосов типа ЭПУ составит 1 384 тыс. руб. В статью "Сырье и материалы" включена ультразвуковая установка стоимостью 1 000 тыс. руб.

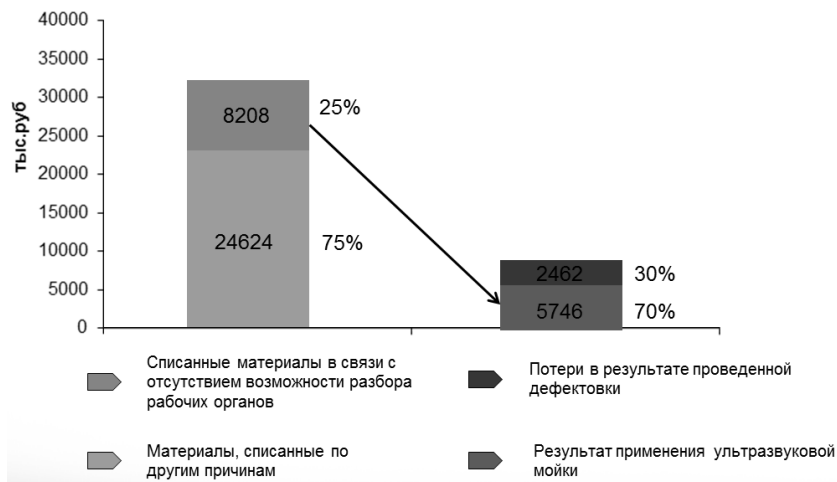


Рис. 7. Затраты на списание материалов за 2010 год

По расчетам стоимость эксплуатации установки в течение года составит 721 тыс. руб., в стоимость входят затраты на потребляемую энергию, воду и моющее средство, а также амортизационные отчисления. При односменной работе установки затраты на электроэнергию составят



321,2 тыс. руб. в год. Замена воды в емкости объемом 4 куб. м, в которую погружается насос, производится два 2 раза в месяц. Необходимый объем воды составляет 96 куб. м в год. При каждой замене воды требуется заливать моющее средство Ника- 4 в объеме 80 литров, соответственно 1920 литров в год. Капитальные вложения на изготовление и эксплуатационные издержки с учетом амортизации в первый год использования Установки составят 2 106 тыс. рублей.

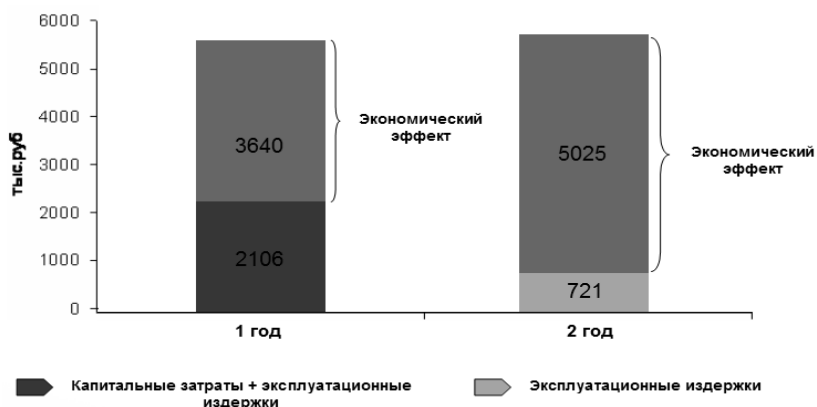


Рис. 8. Экономический эффект от внедрения нового оборудования

Экономический эффект в первый год эксплуатации установки составит 3 640 тыс. руб. Во второй год эксплуатации составит экономический эффект резко возрастет в связи с тем, что денежные средства будут тратиться лишь на эксплуатацию нового оборудования, и составит 5 025 тыс. руб.

Исходя из вышесказанного, видно, что предлагаемая установка окупает себя в первый же год эксплуатации.

Определение оптимального времени отработки нагнетательных скважин на нефть

В. А. Коротовских

ООО «РН-Пурнефтегаз»

В работе предложена методика по определению оптимального времени перевода скважины в режим ППД с учетом характеристик пласта и NPV (чистый дисконтированный доход). Рассмотрен однородный нефтяной пласт. Оптимальное время определялось двумя способами: численным моделированием и по предложенной в работе аналитической модели. Получены простые формулы и номограммы для нахождения t_{opt} . На основе этой работы предложена методика по определению времени перевода скважин в режим ППД, применение которой позволит добиться увеличения NPV на 5%.



Введение

В настоящее время большая часть нефтяных месторождений разрабатывается в режиме поддержания пластового давления. Перед переводом скважины на нагнетание, она некоторое время отрабатывается в качестве добывающей. Это позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти и повысить окупаемость этих скважин. Оптимальное время отработки связано с параметрами пласта, разработки и экономическими факторами.

Постановка задачи

Рассмотрены два варианта разработки пласта в режиме ППД: нагнетательные скважины сразу переводятся под закачку или некоторое время отрабатываются в качестве добывающих. В первом случае после непродолжительного (по сравнению со временем разработки) периода неустановившегося притока добывающие скважины выходят на установившийся режим, при котором их дебит постоянен. Во втором случае, после неустановившегося притока скважины выходят на псевдо установившийся режим (когда возмущение доходит до границ пласта). При этом пластовое давление начинает снижаться, а, следовательно, падает и дебит. Затем часть скважин согласно схеме разработки переводится в режим ППД, при предполагается, что репрессия на них равна депрессии на добывающих скважинах. После этого давление в пласте начинает расти и дебит стремится к значению установившегося режима в первом случае. Эта ситуация проиллюстрирована на рис. 1. Черной линией отмечен первый случай, красной — второй. Черным кольцом отмечено время перевода скважин в режим ППД. Как видно из рисунка, за счет отработки нагнетательных скважин в качестве добывающих на начальном этапе получаем выигрыш в дебите по сравнению с первым вариантом, но это неминуемо ведет к отставанию в последующий период времени. Площади 1 и 2 на рис. 1 соответствуют соответствующим дополнительной и недополученной добыче.

Из практики следует, что текущие доходы «важнее» будущих и это выражается таким экономическим показателем, как NPV (чистый дисконтированный доход). Из рисунка видно, что NPV растет при изменении времени перевода от нуля, до некоторого значения, а затем начинает уменьшаться. Время, при котором NPV максимален, является оптимальным для перевода скважины в режим ППД. Чем выше ставка дисконтирования, тем дольше надо отрабатывать скважины в качестве добывающих. Таким образом оптимальное время является следствием экономических факторов, характеристик пласта и параметров разработки.

Построение модели

Критерием оптимального времени является NPV, который рассчитывается по следующей формуле:

$$NPV^{t_s, t_e} = \int_0^{t_s} \frac{q_{bc}(t) \cdot c(t)}{(1+dr)^t} dt + \int_{t_s}^{t_e} \frac{q_{ac}(t) \cdot c(t)}{(1+dr)^t} dt, \quad (3)$$

где $q_{bc}(t)$ — суммарный дебит нефти двух скважин, до перевода одной из них в режим ППД; $q_{ac}(t)$ — дебит нефти для системы одной добыва-

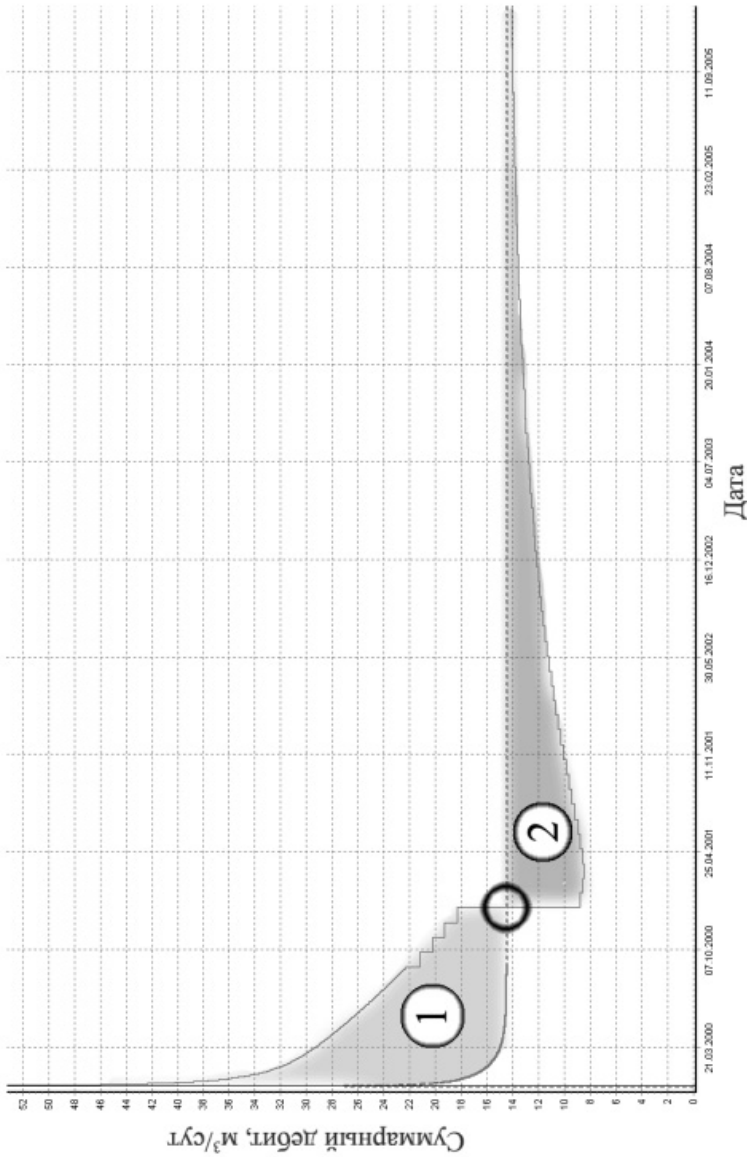


Рис. 1. Зависимость суммарного дебита скважин от времени при разном времени перевода скважины в режим ППА



ющей и одной нагнетательной скважины, когда нагнетательная скважина некоторое время отработывалась как добывающая; $c(t)$ — цена нефти; dr — ставка дисконтирования; t_e — время, за которое рассчитывается NPV; t_s — время перевода одной из скважин в режим ППД.

Примем за базовый случай, когда одна из скважин сразу переводится на нагнетание. Тогда можно ввести безразмерный NPV (далее \overline{NPV}), определяемый следующим образом:

$$\overline{NPV}^{t_s, t_e} = \frac{NPV^{t_s, t_e}}{NPV_b^{0, t_e}}, \quad (2)$$

где NPV_b^{0, t_e} — NPV, рассчитанный для базового случая.

Так как определить изменение цены на нефть в течение срока, за который рассчитывается NPV, не представляется возможным, будем считать ее постоянной. Тогда формулу (2) можно переписать в следующем виде:

$$\overline{NPV}^{t_s, t_e} = \frac{NPV_{bc}^{t_s} + NPV_{ac}^{t_s, t_e}}{NPV_b^{t_s}}; \quad (3)$$

$$NPV_{bc}^{t_s} = c \cdot \int_0^{t_s} \frac{q_{bc}(t)}{(1+dr)^t} dt; \quad (4)$$

$$NPV_{ac}^{t_s, t_e} = c \cdot \int_{t_s}^{t_e} \frac{q_{ac}(t)}{(1+dr)^t} dt; \quad (5)$$

$$NPV_b^{t_s} = c \cdot \int_0^{t_s} \frac{q_b(t)}{(1+dr)^t} dt, \quad (6)$$

где $q_b(t)$ — дебит скважины в базовом случае.

Из формул (3) — (6) следует, что $\overline{NPV}^{t_s, t_e}$ не зависит от цены на нефть. Все данные получены для одного пласта при различных ставках дисконтирования. $\overline{NPV}^{t_s, t_e}$ имеет один максимум, который соответствует нашему оптимальному времени (на графике оно отмечено красными маркерами).

Следующая часть работы посвящена получению простых аналитических зависимостей для нахождения T_{opt} . Зависимости искались из условия наилучшего соответствия результатам численного моделирования.

Построение аналитической модели

Как видно из формул (1) и (2) для расчета $\overline{NPV}^{t_s, t_e}$ необходимо знать зависимость дебита скважин от времени. Для этого была предложена следующая аналитическая модель:



$$\begin{aligned}
 q_{bc} &= q_b \cdot e^{-\lambda_1(t-t_o)} \\
 q_{ac} &= q_b - \left(q_o - \frac{q_s}{2}\right) \cdot e^{-\lambda_2(t-t_s)}, \\
 q_s &= q_b \cdot e^{-\lambda_1(t_s-t_o)}
 \end{aligned} \tag{7}$$

где t_o — характерное время задачи, когда дебит двух добывающих скважин станет равен дебиту системы из одной добывающей и одной нагнетательной скважины; q_s — дебит двух добывающих скважин в момент перевода одной из них в режим ППД; q_b — дебит для системы одной добывающей и одной нагнетательной скважины. Считаем его постоянным.

Показатель экспоненты λ_1 определяется из условия равенства дебитов каждой из добывающих скважин в начальный момент времени для систем из двух добывающих и одной добывающей и одной нагнетательной скважины:

$$\begin{aligned}
 q_{bs}(0) &= 2 \cdot q_o; \\
 q_o \cdot e^{\lambda_1 t_o} &= 2 \cdot q_o; \\
 \lambda_1 &= \frac{\ln 2}{t_o}.
 \end{aligned} \tag{8}$$

Для показателя экспоненты λ_2 был предложен следующий вид зависимости:

$$\lambda_2 = \frac{\lambda_1}{(0.5 \cdot e^{-\lambda_1(t_s-t_o)})^m}, \tag{9}$$

где $0.5 \cdot e^{-\lambda_1(t_s-t_o)}$ — безразмерный дебит системы двух добывающих скважин в момент перевода одной из них в режим ППД.

Показатель степени m рассчитывался из условия наилучшего соответствия результатам гидродинамического моделирования. Далее во всех расчетах $m = 0.3$.

В рамках этой модели \overline{NPV} можно записать в следующем виде:

$$\overline{NPV}^{t_s, t_e} = \frac{\int_0^{t_s} \frac{e^{-\lambda_1(t-t_o)}}{(1+dr)^t} dt + \int_{t_s}^{t_e} \frac{1 - \left(1 - \frac{e^{-\lambda_1(t-t_o)}}{2}\right) \cdot e^{-\lambda_2(t-t_s)}}{(1+dr)^t} dt}{\int_0^{t_e} \frac{1}{(1+dr)^t} dt}. \tag{10}$$

Из формулы (10) следует, что $\overline{NPV}^{t_s, t_e}$ зависит не от величины дебита, а только от характера его изменения во времени. Оптимальное время соответствует максимуму функции $\overline{NPV}^{t_s, t_e}$, которое определяется из условия равенства нулю первой производной.

Результаты численного моделирования показали, что t_o зависит от параметров пласта (таких как скин-фактор, коэффициент перколятивности, радиус контура), но не зависит от внешних возмущений, таких как депрессия.



Для определения t_o решалось уравнение преепроводности с двумя граничными условиями — непроницаемая граница (две добывающих скважины) и граница с постоянным давлением (одна добывающая и одна нагнетательная скважина). Решение получено с использованием преобразования Лапласа. Расчеты показали, что такая модель хорошо согласуется с результатами, полученными с помощью численного моделирования. Ниже приведены графики, отображающие зависимость времени t_o от k, S, r_e .

Из этих графиков видно, что зависимость t_o от S — линейная, от k — гиперболическая, от r_e — квадратичная.

На основании этих результатов были предложены две аналитические формулы:

$$t_o = \frac{(a+b \cdot S) \cdot r_e^2 + (c+d \cdot S) \cdot r_e + (e+f \cdot S)}{k}; \quad (11)$$

$$t_o = \frac{(a+b \cdot S) \cdot r_e^2}{k}. \quad (12)$$

Первая формула дает погрешность менее 1%, а вторая около 7%. Коэффициенты в вычисляются по «опорным» точкам.

Используя эти формулы и номограммы, можно определить t_{opt} , для конкретных характеристик пласта и текущей ставки дисконтирования.

Выводы

Численное моделирование заменено простыми аналитическими зависимостями, которые позволяют оперативно оценивать и рассчитывать время перевода. На основании этой работы разработана методика по определению времени перевода скважины в режим ППД. Её использование позволит добиться прироста NPV на 5%.

Использование прорывной технологии сверхзвуковой газодинамической сепарации в системе подготовки газа, газового конденсата, нефти газоконденсатных и нефтяных месторождений

(Промышленные испытания технологии ГДС на установке НТС УПМТ-1С заполярного НГКМ)

Р. В. Корытников, Д. А. Яхонтов
ООО «Газпром добыча Ямбург»

1. Введение

Одной из ключевых задач при освоении северных газоконденсатных месторождений России является создание высокоэффективных малогабаритных установок комплексной подготовки природного газа к транспорту (УКПГ). Существующие УКПГ, базирующиеся на процессе



НТС (низкотемпературной сепарации), основанном на охлаждении газа за счет падения его давления в клапане Джоуля-Томсона или турбодетандере, не отвечают современным требованиям ресурсо- и энергосбережения при эксплуатации месторождений.

В данной работе приводятся результаты промышленных испытаний технологии сверхзвуковой газодинамической сепарации (далее ГДС), проведенных на одном из объектов ООО «Газпром добыча Ямбург». В ходе этих испытаний было показано, что данная технология может быть эффективно использована для решения задач, связанных с подготовкой газа к транспорту и обеспечению углубленного извлечения конденсата при минимизации инвестиционных затрат и повышению энергоэффективности установки подготовки газа в целом. Установки, базирующиеся на технологии — ГДС, имеют ряд преимуществ по сравнению с существующими системами, поэтому могут рассматриваться как один из возможных вариантов УКПГ для северных месторождений России, а также для использования на морских платформах и при подводной подготовке газа.

2. Технология — ГДС

Технология ГДС газа базируется на использовании охлаждения газа в сверхзвуковом закрученном потоке природного газа. Технология развивается российской компанией Центр «ЭНГО».

Основным элементом технологии является ГДС, в котором реализуется ускорение закрученного потока природного газа до сверхзвуковых скоростей, конденсация и сепарация целевых фракций природного газа и дальнейшее торможение потока. Схема ГДС показана на рис. 1.

В газодинамическом сепараторе входной поток газа закручивается в лопатках неподвижного завихрителя 1, далее закрученный поток ускоряется до сверхзвуковой скорости в сверхзвуковом сопле Лавала 2. В сверхзвуковом потоке, за счет преобразования потенциальной энергии газа в кинетическую, происходит сильное охлаждение газа. Охлажденный поток направляется в рабочую часть 3, в которой происходит конденсация целевых фракций природного газа и воды. Образующиеся капли за счет центробежных сил, обусловленных закруткой потока, двигаются к стенкам рабочей части. На выходе из рабочей части формируется центральное ядро потока, очищенное от целевых фракций, и пристеночный двухфазный пограничный слой, состоящий из жидкости (углеводородов

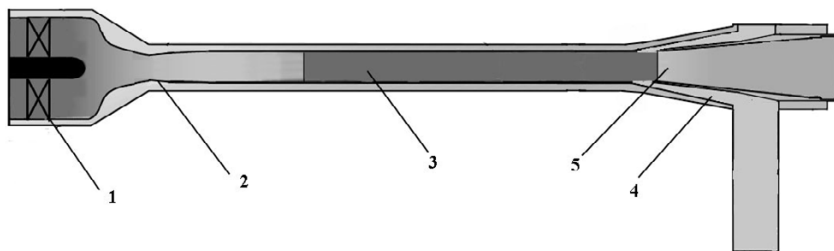


Рис. 1. Принципиальная схема ГДС



и воды) и газа. Посредством шелевого отбора двухфазный пристеночный слой отделяется от ядра потока и направляется в диффузор 4, в котором происходит торможение потока. Очищенный газ из ядра потока поступает в диффузор 5 и также затормаживается.

В сверхзвуковом потоке газа можно реализовать температуры $\sim (-50) - (-100)^\circ\text{C}$, поэтому ГДС позволяет обеспечить глубокое извлечение целевых компонент из природного газа.

Процесс НТС, использующий технологию—ГДС, находит применение в установках подготовки природного газа к транспорту (извлечение компонентов тяжелее пентана C_{5+} и воды), а также в системах, используемых для извлечения углеводородов тяжелее метана (этан, пропан, бутан и т.д.).

Принципиальная технологическая схема НТС с ГДС приведена на рис. 2. основные отличия данной схемы от классических технологических схем, использующих клапан Джоуля-Томсона или турбодетандер, состоит в том, что в сепаратор С-2 попадает не весь охлажденный поток газа, а только его часть двухфазный поток из ГДС. Это происходит потому, что в ГДС наряду с охлаждением потока газа осуществляется его дальнейшее разделение на две части, где одна из них — двухфазный поток, в который входят образовавшиеся капли целевого компонента, а вторая — газ, очищенный от целевого компонента. Это дает возможность уменьшить как минимум вдвое, размеры низкотемпературного сепаратора, а т.к. сам ГДС имеет малые размеры, то все оборудование НТС становится существенно менее металлоемким по сравнению с традиционными вариантами.

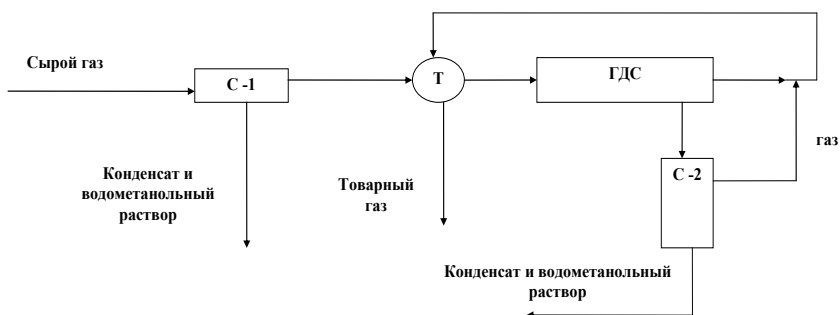


Рис. 2. Принципиальная схема НТС с ГДС

Другим важным преимуществом технологии—ГДС, по сравнению с традиционными технологиями, базирующимися, например, на охлаждении газа при его расширении в дроссельном клапане, является возможность обеспечения более низких температур газа в сверхзвуковом потоке при одном и том же перепаде давлений на входе-выходе устройств. Термодинамические принципы работы ГДС обуславливают близость его показателей к характеристикам работы турбодетандера, объединения функции расширения, типовой циклонной сепарации газ/жидкость и повторного сжатия в одном компактном, стационарном, трубном устройстве.



Существенным энергосберегающим эффектом сверхзвуковой сепарации газа является отсутствие необходимости в сверхнизких температурах газа на входе в сепаратор НТС. Для достижения сопоставимых значений по сепарации компонент C_{+3} в сепараторе НТС при схеме с ТДА потребуется температура ниже минус 50 °С во всем контуре ТДА—сепаратор НТС, при сверхзвуковой сепарации температура в сепараторе НТС будет составлять не ниже минус 30 °С позволяет понизить точку росы товарного газа по углеводородам по сравнению с использованной ранее схемой с дроссельным клапаном. Отметим также, что в ГДС отсутствуют какие-либо движущие части, и, как следствие, нет необходимости в трудоемком и высококвалифицированном обслуживании аппарата.

Технология—ГДС прошла все стадии от лабораторных и опытных установок до промышленных агрегатов. В настоящее время в отрасли эксплуатируется четыре установки, пять установок находятся в стадии проектирования и изготовления.

3. Испытания ГДС на установке НТС УПМТ УКПГ-1С ЗНГКМ

В период 2009–2011 г. на установке низкотемпературной сепарации УПМТ-15С УКПГ-1С Заполярного НГКМ проводились испытания сверхзвукового ГДС (арматурный узел АР-ГДС.2008.41). Испытания проводились при участии специалистов ООО «Газпром добыча Ямбург» и Центра «ЭНГО».

Установка переработки моторных топлив (далее УПМТ) предназначена для получения СПБТ (смесь пропан—бутановая техническая) и стабильного газового бензина из конденсата, выделенного из газоконденсатной смеси валанжинской залежи, добываемой из одной скважины Заполярного месторождения. В состав УПМТ входит блок низкотемпературной сепарации (НТС) и блок фракционирования газа.

Газоконденсатная смесь из скважины поступает в блок НТС, где за счет охлаждения газа в рекуперативном теплообменнике и последующего дросселирования газа в клапане Джоуля-Томсона происходит конденсация тяжелых углеводородов и воды. Сконденсировавшаяся жидкость отделяется из газа в низкотемпературном сепараторе. Выделившийся в блоке НТС углеводородный конденсат служит сырьем для установки фракционирования, в которой получают товарный стабильный бензин и СПБТ. Принципиальная схема блока НТС УПМТ представлена на рис. 3.

Блок НТС УПМТ работает на перепаде давления в 40–50 атм., при этом давление на входе в блок составляет 120–125 атм., давление на выходе из блока 75–77 атм. Расход газа варьируется в диапазоне 10000–12000 н. м³/час. Точка росы товарного газа по воде и углеводородам на выходе из блока НТС соответствует ОСТ 51.40–93. Для предотвращения гидратообразования в элементах установки используется метанол. На рис. 3 также приведены типичные параметры газа на входе и выходе блока НТС при дросселировании газа в клапане Джоуля-Томсона.

В конце 2009 г. в блоке НТС в байпасе клапана Джоуля-Томсона был установлен сверхзвуковой ГДС (арматурный узел АР-ГДС.2008.41).

Общий вид ГДС с элементами обвязки и принципиальная схема его подключения приведены соответственно на рис. 4 и 5. Газ на вход в ГДС

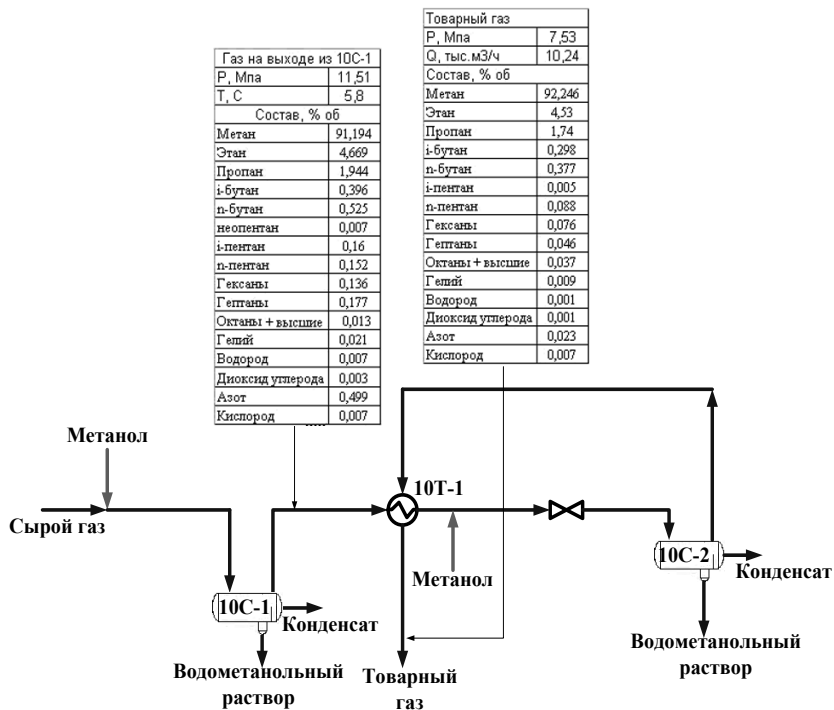


Рис. 3. Принципиальная схема НТС УПМТ с дроссельным клапаном

подавался сразу после охлаждения в рекуперативном теплообменнике 10Т-1 «газ-газ», двухфазный поток из ГДС направлялся в существующий низкотемпературный сепаратор 10С-2, очищенный газ из ГДС смешивался с газовой фазой из сепаратора 10С-2 и поступал на нагрев в рекуперативный теплообменник 10Т-1. Для обеспечения измерения основных параметров работы ГДС блок НТС был доукомплектован необходимым измерительным оборудованием, позволяющим определять все основные параметры потоков на входе и выходе ГДС.

Испытания блока НТС с работающим ГДС производились на различных режимах, отличающихся давлением и расходом входного газа, поступающего на вход блока НТС.

В ходе испытаний осуществлялся замер давлений, температур и расходов газа в основных элементах установки. Для возможности измерения составов газа в потоках установки было смонтировано специальное оборудование, позволяющее отбирать пробы в следующих точках:

- на выходе из сепаратора 10С-1;
- на выходе из ГДС (очищенный газ);
- на выходе из блока НТС (товарный газ).

По измеренным составам газов определялась расчетная точка росы по углеводородам очищенного и товарного газа. Расчеты точек росы

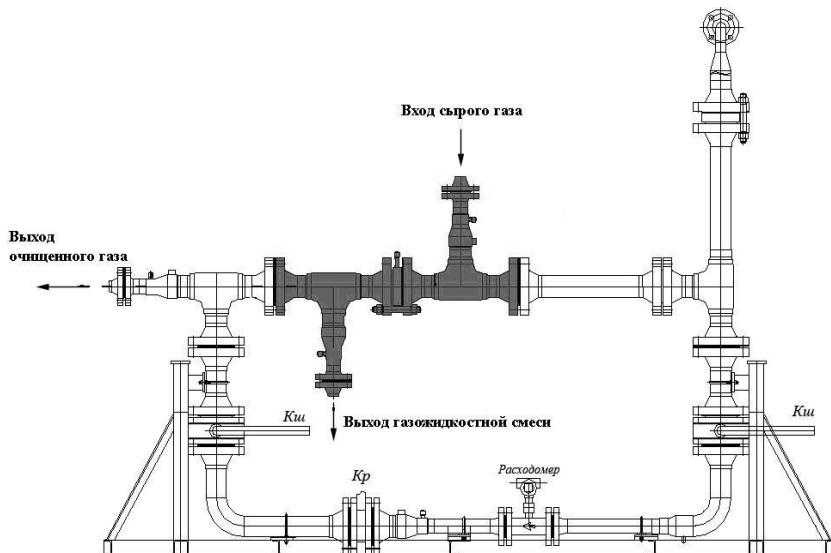


Рис. 4. Общий вид ГДС (арматурный узел)

по углеводородам проводились в соответствии с СТО Газпром 5.4–2007 «Газ горючий природный. Методика расчета температуры точки росы по углеводородам».

Испытания ГДС были проведены при различных давлениях сырого газа на входе в сепаратор 10С-1:

- режим 1 $P=11,8$ МПа;
- режим 2 $P=11,5$ МПа;
- режим 3 $P=11,0$ МПа.

Давление товарного газа на выходе из УПМТ во время испытаний находилось в пределах 7,5–7,6 МПа.

На рис. 3 и 5 на принципиальной технологической схеме УПМТ для испытанного режима 2 нанесены основные показатели работы УПМТ с работающим и отключенным арматурным узлом блока ГДС.

Очищенный газ на выходе из ГДС на режимах 1 и 2, а также товарный газ на режиме 2 находятся при измеренных давлениях в сверхкритическом состоянии (т.е. не конденсируются ни при каких температурах газа). Для этих потоков в табл. 4 внесены расчетные точки росы по углеводородам для различных давлений газа.

Для осуществления сравнения параметров работы УПМТ с дроссельным клапаном и параметров работы УПМТ с ГДС были проведены испытания блока НТС при работе с дроссельным клапаном на следующих режимах:

- режим 2 $P=11,5$ МПа;
- режим 3 $P=11,0$ МПа.

Сверхзвуковой ГДС при испытаниях продемонстрировал стабильную работу во всем диапазоне испытанных давлений входного газа. Давление

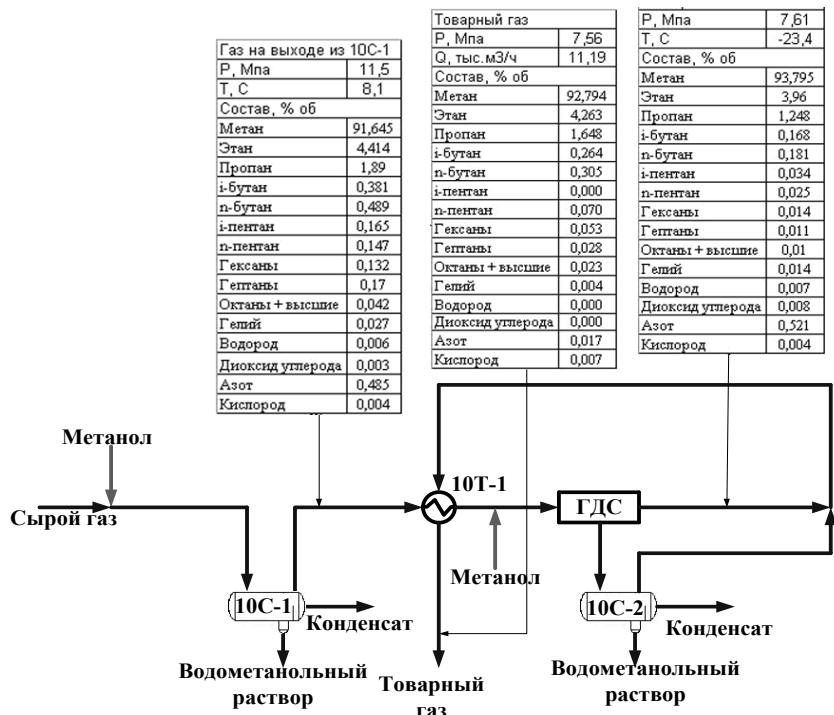


Рис. 5. Принципиальная схема НТС УПМТ с ГДС

на выходе из ГДС поддерживалось на уровне 7.5–7.6 МПа и определялось давлением в магистральном газопроводе. Измеренный уровень статических давлений в сверхзвуковом канале ГДС соответствовал расчетному числу Маха (М), который для испытанной конструкции был на уровне $M = 1.2$.

Для предотвращения гидратообразования в шлейф скважины на УПМТ подается ингибитор гидратообразования — метанол, перевод установки с работы на клапане Джоуля-Томсона на технологию — ГДС не потребовал дополнительной подачи метанола. Это объясняется тем, что, хотя в сверхзвуковом канале и реализуются довольно низкие температуры газа (ниже -50°C), время нахождения потока в сверхзвуковом сопле чрезвычайно мало и составляет порядка 10^{-4} с. За столь короткое время внутри сопла не успевают образовываться кристаллы гидратов, рост которых, как известно, требует гораздо большего времени. В потоках на входе и выходе ГДС проблем с гидратообразованием также нет, так как при работающем ГДС температура газа в этих потоках выше, чем при работе с клапаном Джоуля-Томсона.

В ходе проведенных испытаний показано, что включение ГДС в схему НТС позволяет существенно улучшить показатели работы НТС.

Так, работа ГДС в составе УПМТ позволяет понизить точку росы товарного газа по углеводородам по сравнению с использованной ранее



схемой с дроссельным клапаном. Точка росы при включенном ГДС понижается на 10°C и более в сравнении с соответствующим значением при работе УПМТ с дроссельным клапаном.

Включение ГДС в состав УПМТ позволяет также сократить содержание целевых компонентов C_{5+} в товарном газе на 56% (режим 2) и 33% (режим 3). На выходе из ГДС содержание компонентов C_{5+} достигает значений 3,51–5,11 г/м³, что в 1,6–2,6 раза меньше, чем содержание компонентов C_{5+} в очищенном газе при работе с дроссельным клапаном.

Результаты промышленной эксплуатации газодинамических сепараторов в системе подготовки газа в сравнении с существующими технологиями показала следующие преимущества:

- оптимальное использование пластовой энергии газа;
- энерго- и ресурсосбережение углеводородного сырья разрабатываемых месторождений;
- 100% утилизация попутного нефтяного газа;
- продление периода бескомпрессорной эксплуатации месторождения;
- обеспечение высокого уровня надежности и эксплуатационной безопасности;
- отсутствие сложного вибродиагностического оборудования и высококвалифицированного персонала, как например, при эксплуатации турбодетандерных агрегатов (ТДА);
- обеспечение минимального техногенного воздействия на окружающую среду;
- малогабаритность и низкая металлоемкость, возможность размещения в ограниченных условиях;
- возможность использования на шельфовых месторождениях в составе подводных добычных месторождений;
- возможность использования в составе проектной схемы установок комплексной подготовки газа (УКПГ);
- низкие капитальные и эксплуатационные затраты.

Рекультивация нарушенных земель за полярным кругом

А. С. Крапивина, Г. Н. Ефименко

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»

1. Цель работы:

- Освоение более эффективного метода рекультивации нарушенных земель.
- Вторичное использование отходов производства и потребления.
- Экономическая эффективность от снижения затрат на рекультиванты.



2. При строительстве и эксплуатации объектов нефтегазодобывающего производства происходит нарушение огромных территорий земель

К основным видам техногенно-нарушенным землям в настоящее время относятся:

- песчаные субстраты (карьеры),
- техногенные насыпи,
- отвалы дорог,
- склоны карьеров, оврагов,
- эродированные и загрязнённые почвы.

3. Проблемы противоэрозионной защиты нарушенных земель.

Биологическая рекультивация нарушенных земель на северных месторождениях проводится как метод залужения почв, т.е. искусственного посева семян трав с использованием различных минеральных удобрений.

Применение только биологических приёмов проблемы противоэрозионной защиты не решает, так как без каких-либо технических средств трудно создать противоэрозионный эффект и благоприятные по влажности и температуре стартовые условия для прорастания и укоренения на защищаемом субстрате дернообразующих трав.

Посеянные семена уносятся ветром, смываются атмосферными осадками, а минеральные удобрения и стимуляторы роста вымываются из формируемого почвенного слоя. К тому же без плёночного покрытия песчаные грунты быстро высыхают и теряют влагу, необходимую для растений.

Почему нарушение земель приобретает такие масштабы?

Почвы на Земле разнообразны и их плодородие тоже разное. Плодородие зависит от количества гумуса в почве, а его накопление, как и мощность почвенных горизонтов, зависит от климатических условий, рельефа местности и колеблется от 0,6 т/г (тундры и пустыни) до 1000 т/г (чернозёмы). Мощность гумусового слоя существенно различается и составляет в тундровых почвах 5 см, а в степях России до 100 и более см.

Тундровые почвы (5 см)



Степи (100 см и более)

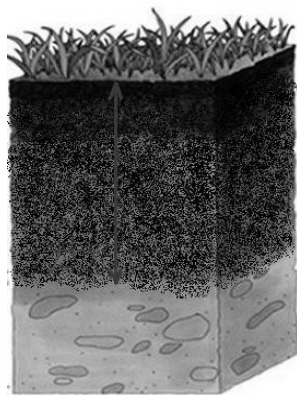


Рис. 1. Гумусовый (верхний плодородный) слой почвы



4. Приготовление и характеристика глинистого раствора

В работе предлагается технология рекультивации нарушенных земель на основе применения глинистого раствора.

Глинистый раствор представляет собой жидкие растворы, приготовляемые из бентонита (буровая глина), ПАЦ (клеящее вещество) смеси семян трав, минеральных удобрений с добавлением технической воды.

Таблица 1

Расходный материал	
Наименование материала	Норма расхода (кг/га)
Бентонитовый порошок	3000
ПАЦ	150
Семена трав	150
Минеральные удобрения	350
Техническая вода, л	42850

В бак загружается постепенно бентонитовый порошок в воду и перемешивается в течение 12 часов. Затем помещается в бак необходимое количество ПАЦ, предварительного замоченного в воде, в виде 3–5% -ного раствора и необходимое количество минеральных удобрений и семян трав.

Ценно то, что данный глинистый раствор можно приготовить с помощью промышленного оборудования Цементировочного агрегата ЦА-320 и наносить на рекультивируемую поверхность с помощью насоса и разбрызгивателя методом гидропосева.

Гидропосев — это распределение суспензии с семенами и удобрениями по поверхности участка.

Глинистый раствор способен связывать, структурировать песчаные субстраты, обеспечивать минеральное питание растительности, регулировать водно-воздушный режим, укреплять наклонные поверхности насыпей, оврагов, карьеров с применением одновременного посева семян многолетних злаковых трав. Семена трав, нанесенные в рецептуре, прилипают к техногенной сыпучей поверхности грунтов и находятся под пленкой, не разносятся ветром, прорастают.

5. Оценка экономической эффективности

Расходные нормы и стоимость материалов, затраты.

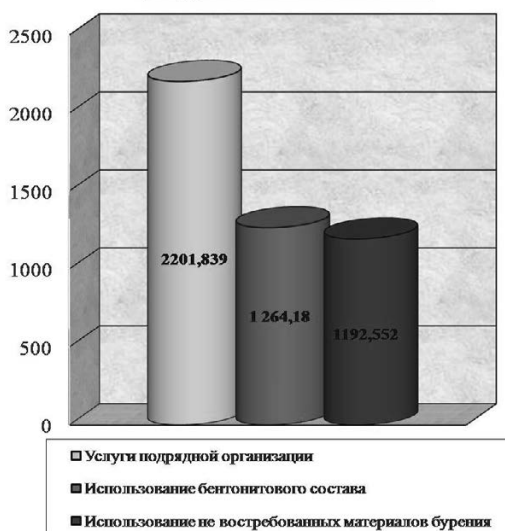
В таблице представлены нормы расхода материалов и их стоимость из расчёта на проведение рекультивации 1 га нарушенных земель.



Таблица 2

Наименование материала	Норма расхода, кг/га	Затраты, руб./га
Бентонитовый порошок	3000	58752
РАС HV полианионная целлюлоза высокой вязкости	150	11475
Семена трав	150	38250
Минеральные удобрения	350	17850
Техническая вода, л	42850	13
ИТОГО при использовании глинистых растворов		126340
ИТОГО при использовании невостробованных материалов бурения		56113
Материалы подрядной организации		450719

Расходы на рекультивацию 1 га нарушенных земель



Выводы

- применение бентонитового состава является более экономически выгодным методом биологической рекультивации земель;
- сокращение срока проведения рекультивации до 1 сезона;
- обработанный ландшафт зеленеет в течение 3 недель, что позволяет в один сезон произвести биологическую рекультивацию и сдать земли в хозугодья;
- снижение затрат на рекультиванты за счёт вторичного использования отходов производства.



Литолого-фациальный анализ терригенных отложений пласта Б₂ Сорочинско-Никольского месторождения

Е. С. Лопатина

ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр»

Для понимания геологического строения пластов и интерпретации процессов осадконакопления, происходивших в далеком прошлом, в современной нефтяной геологии применяется литолого-фациальный анализ (далее по тексту — ЛФА). ЛФА, в конечном итоге, приводит к количественной оценке фильтрационно-емкостных характеристик коллектора и способствует рациональной разработке месторождения, что позволяет существенно увеличивать денежный доход.

Проблематика. Ежегодно на Сорочинско-Никольском месторождении бурится около 10 скважин, и только 3 из них дают стабильный рентабельный дебит более 40 т/сут.

Цель: повышение эффективности бурения.

Задачи исследования: прогноз распространения песчаных тел и расчёт экономической эффективности.

Новизна работы заключается в комплексном исследовании данных по керну, сейсморазведке и материалам ГИС. На исследуемом участке впервые был выполнен фациальный анализ такой детальности, до этого лито-фациального анализа не проводилось.

Сорочинско-Никольское месторождение расположено в пределах Оренбургской области к северу от города Сорочинск. **Исследуемым объектом** является терригенный пласт Б₂ визейского яруса каменноугольной системы общей мощностью около 30 м.

В качестве **исходных данных** были взяты: 3Д куб площадью около 600 км², данные ГИС по более чем 300 скважинам, а также 5 скважин с керном отличного качества в размере 150 м.

Литолого-фациальный анализ

Основные этапы литолого-фациального анализа 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 5-ти 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 косослоистый, песчаник с горизонтальной слоистостью, 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: русла, межрусловые заливы, бары, глубоководная часть авандельты. Седиментологическая колонка по данным керна и комментарии к ней представлены на рис. 1.

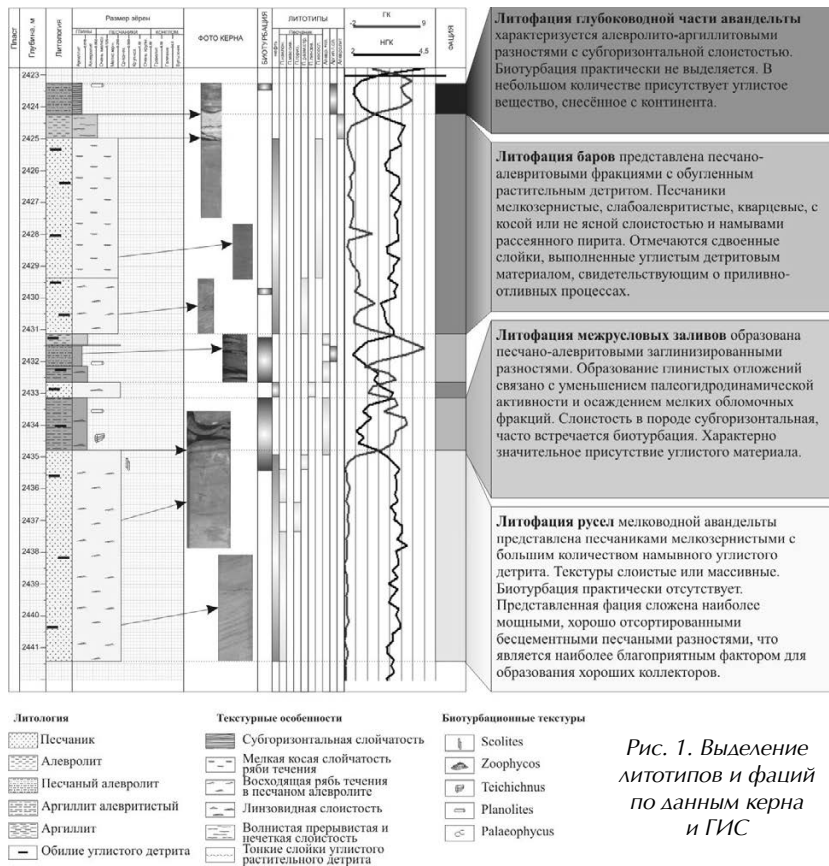


Рис. 1. Выделение литотипов и фаций по данным ядра и ГИС

Отсутствие эрозионных границ в ядре характеризует скорее подводную обстановку накопления, вот почему тонкие углистые прослои образовались не in-situ, а были снесены с континента мощными дельтовыми потоками.

Таким образом, отложения бобриковского горизонта на Сорочинско-Никольском месторождении приурочены к группе фаций подводной равнины дельтового комплекса. На этой поверхности располагались пологие желобообразные понижения, выделяемые в фацию русел мелководной авандельты, которые являются продолжением наиболее крупных дельтовых каналов. Такой вывод полностью соответствует исследованиям Муромцева В.С. (1984), согласно которым северо-северо-западнее месторождения в бобриковское время существовала мощная дельтовая система.

На участках, расположенных между подводными продолжениями русел, накапливались отложения подводной равнины, представленные литофацией межрусловых заливов. Образование глинистых отложений связано с уменьшением палеогидродинамической активности и осаждением мел-



ких обломочных фракций. В паводковый период в межпотоковом пространстве накапливались песчаные отложения непостоянной мощности.

В результате ихтиологического исследования керна были обнаружены свидетельства жизнедеятельности придонных организмов ихнофаций *Scolithos* и *Cruiziana*. Эти представители обитали в прибрежно-континентальных условиях в пределах шельфовой сублиторальной зоны.

В некоторых скважинах в верхней части бобриковских отложений наблюдается образование баровых песчаников. Они характеризуются очень хорошей сортировкой зёрен (как индикатора активных волновых процессов) и косослоистой структурой, типичной для таких отложений.

Последующее накопление алевро-глинистых фракций с горизонтальной слоистостью указывает на трансгрессивные процессы. Отсутствие биотурбации свидетельствует о дистальной части фронта дельты, нежели о лагунных образованиях.

Таким образом, весь процесс накопления пласта B_2 на Сорочинско-Никольском месторождении можно условно разделить на два этапа:

Ранний этап. Обмеление морского бассейна и интенсивный снос обломочного материала дельтовой системой способствуют смене накопления карбонатных отложений на терригенные. Исследуемая площадь приурочена к группе фаций подводной равнины дельтового комплекса, которая представляет собой плоскую, очень слабо наклоненную в сторону моря, поверхность. Подводные русла формируют извилистые песчаные тела, представленные мелко-среднезернистыми песчаниками, в то время как в междурусловых заливах с меньшей энергией потока накапливаются алевритовые фракции (рис. 2).

Поздний этап. Локальная регрессия на фоне общей трансгрессии моря приводит к перераспределению осадков и формированию хорошо отсортированных выдержанных баровых тел. Сила дельтового потока падает, а значит, доминирующее влияние на процессы осадкообразования оказывают энергия волн и приливно-отливные процессы. Постепенное затопление территории способствует накоплению глубоководных глинистых отложений (рис. 2).

Для определения положения в пространстве русловых и баровых тел по 365 скважинам месторождения был качественно оценен комплекс ГИС, и наиболее показательные — кривые ГК и ПС [3]. В результате было выделено 4 типа формы записи кривых (рис. 3).

К первому типу отнесены мощные песчаные тела, приуроченные к нижней и средней части разреза, а в некоторых случаях и ко всему разрезу. Этот тип характеризует фацию *доминирующего распределительного канала*.

Второму типу кривых соответствует наличие одной или нескольких глинистых перемычек между песчаными телами, что характеризует фацию *мигрирующих распределительных каналов*.

К третьему типу отнесены отложения, характеризующиеся наличием песчаного тела в верхней части разреза и переслаиванием глинистых и маломощных песчаных пропластков в нижней части. Этот тип характеризует *баровую фацию*.

Для кривых, отнесенных к четвёртому типу, характерно частое переслаивание песчаных и глинистых пропластков различной мощности по всему разрезу отложений, что указывает на обстановку *междурусловых заливов*.

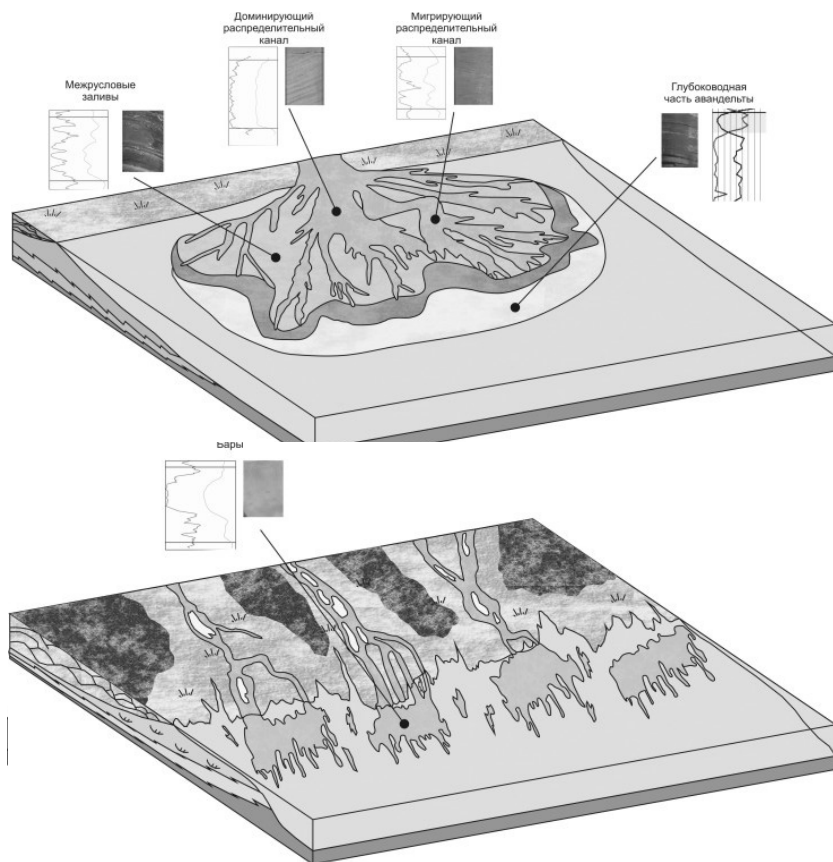


Рис. 2. Этапы осадконакопления. Ранний (сверху) и поздний (снизу)

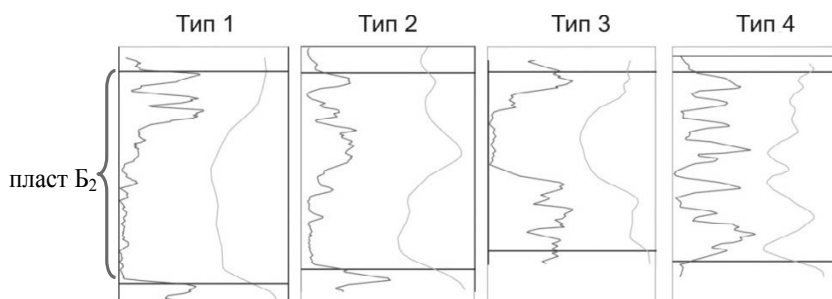


Рис. 3. Типы скважин согласно кривым ГК (левая) и ПС (правая)



Практическое применение данных АФА

Анализ начальных дебитов и данных ФЭС продемонстрировал уверенную зависимость: первый тип скважин характеризуется лучшими Кп, Кпр, эффективными толщинами и дебитами. Названные параметры закономерно уменьшаются к четвертому типу (рис. 4).

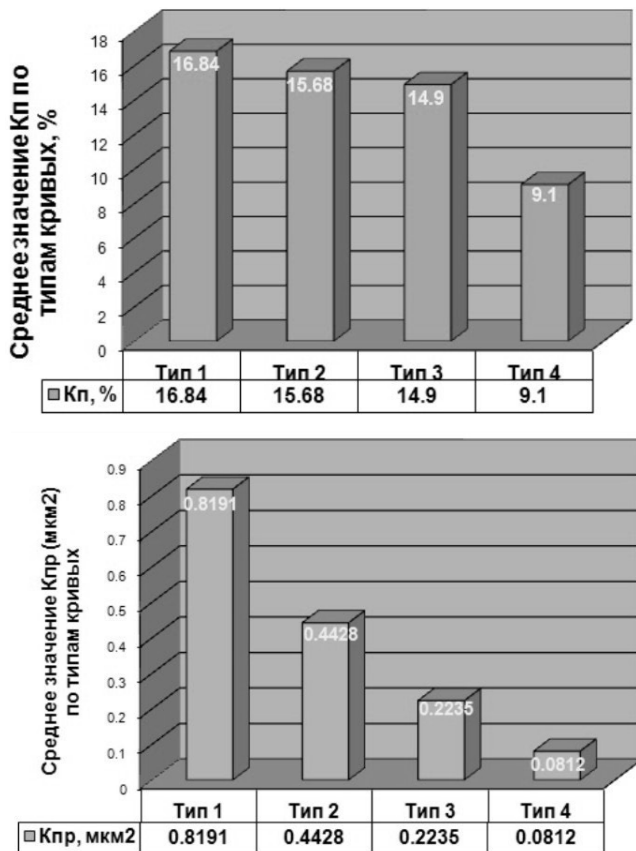


Рис. 4. Распределение значений Кп и Кпр в зависимости от типа кривой ГК

В результате сопоставления данных керна, ГИС и применения сейсмических атрибутов, была построена схема распространения потоковых тел на месторождении (рис. 6), которая указала на северо-западное направление сноса терригенного материала. При сопоставлении этой схемы и структурной карты по кровле пласта, были выделены рекомендуемые зоны для бурения, в которые и были пробурены скважины в 2011 г. Эти скважины подтвердили прогнозные толщины и дали ожидаемо высокие дебиты. Таким образом, результаты литолого-фациального анализа подтвердились бурением (рис. 6).



Оценка экономической эффективности показала, что бурение в зону первого типа даёт максимальный положительный эффект, а бурение в зону четвёртого будет убыточным (рис. 5).

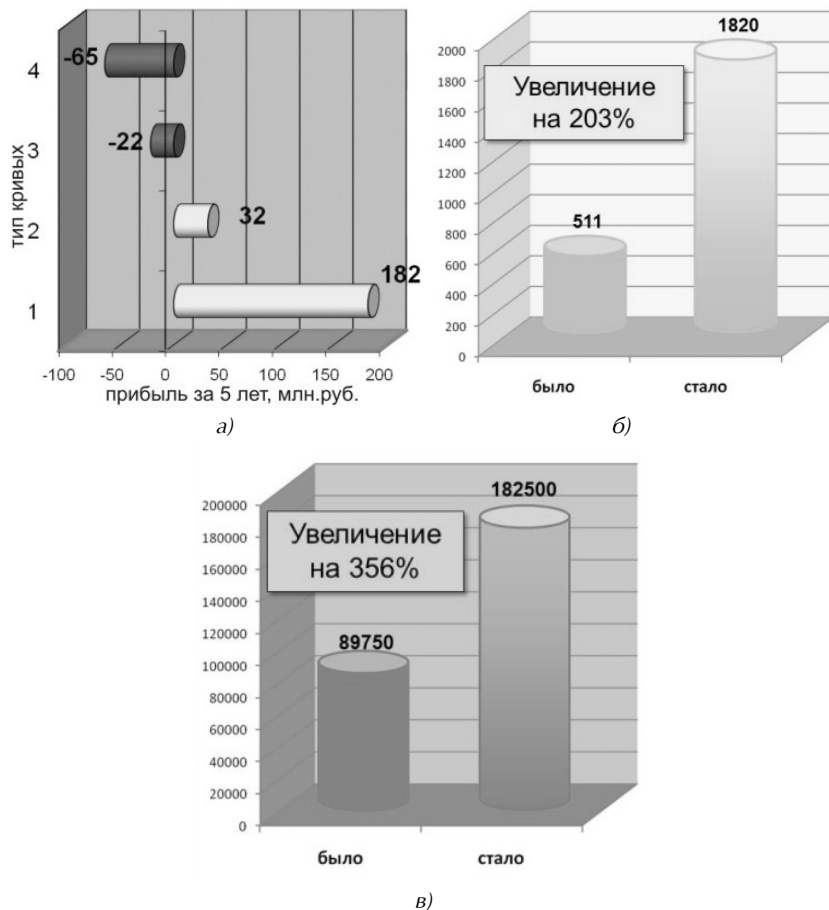


Рис. 5.

а) оценка экономической эффективности бурения каждого из четырёх типов скважин; б) прогноз накопленной добычи от применения ЛФА по десяти скважинам; в) прогноз прибыли от применения ЛФА по десяти скважинам

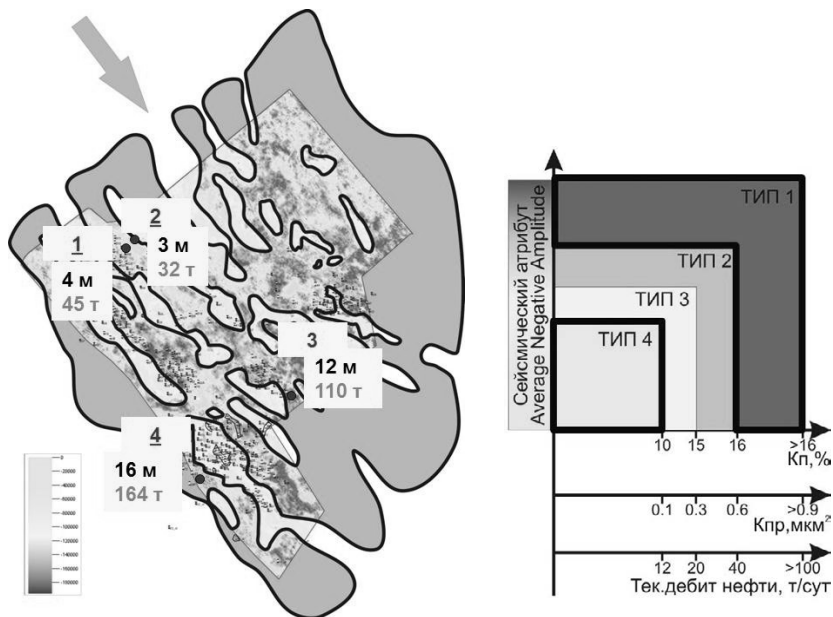


Рис. 6. Схема расположения потоковых тел на месторождении (на основании сейсмического атрибута) и зависимость K_p , $K_{пр}$ и текущих дебитов от типа кривых

Выводы

1. Проведено расчленение литологического разреза на литотипы, выделены основные фашии.
2. Выполнено восстановление условий осадконакопления терригенного пласта B_2 Сорочинско-Никольского месторождения.
3. Выявлен качественный прогноз распространения песчаных тел.
4. Дана положительная оценка эффективности бурения.
5. Результаты анализа подтверждены бурением.

Создание единой флюидалльной модели многопластового газоконденсатного месторождения

Д. С. Мезенцев
ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Рассматриваемое месторождение находится севернее Полярного круга на полуострове Ямал на западном побережье Обской губы. Пласты с содержанием конденсата, по которым построена единая флюидалльная модель, содержат 33% запасов газа месторождения и 74% запасов конденсата.



В данной работе речь идёт о создании методики для получения данных о компонентных составах пластов многопластовых месторождений в условиях низкой изученности, а также о 17% разницы в запасах конденсата по вышеобозначенным пластам. На рисунке 1 представлена зависимость потенциального содержания конденсата от глубины, принятая в подсчёте запасов и полученная в результате построения единой флюидальной модели.



Рис. 1. Зависимость потенциального содержания от глубины, принятая в подсчёте запасов (синие точки) и полученная в результате создания единой флюидальной модели (красные точки)

Теперь необходимо подробно рассказать, как была получена разница в 17% от запасов. По пути в гидродинамическую модель пластовый флюид проделывает длинный путь, в котором можно выделить 3 ключевые этапа: промысел, лаборатория, флюидальная модель. На каждом из этих этапов необходимо отслеживать определенные параметры, которые могут характеризовать флюид с точки зрения репрезентативности. Так на промысле важными параметрами являются: время отработки скважины, скорость потока у башмака НКТ, величина депрессии, время работы на режиме и условия сепарации. В лаборатории проверяется температура и давление отбора и открытия баллона, наличие либо отсутствие жидкой фазы в газе, условия хранения проб и их идентичность. При построении флюидальной модели проверяются настроечные параметры такие как газо-конденсатный фактор, условия сепарации и давление начала конденсации в первой итерации, строятся графики Хоффмана, график значений констант фазового равновесия.

В таблице 1 представлена таблица охвата газоконденсатными испытаниями рассматриваемых пластов месторождения. Кондиционность испытаний в данной таблице оценивалась по промысловым параметрам. Прочерки на белом фоне это отсутствие пласта в куполе, красный цвет означает, что из данной залежи не было получено репрезентативных проб, зеленый цвет означает, что залежь охарактеризована качественной пробой. Проанализировав таблицу можно прийти к выводу, что раз-



рез месторождения охвачен газоконденсатными исследованиями слабо, не говоря уже о PVT исследованиях флюидов. Внизу таблицы приведена суммарная статистика по пробам и объектам.

Таблица 1

Охват газоконденсатными испытаниями куполов и месторождения

Пласт	Купол А		Купол В		Купол С	
	Всего определений	в т.ч. кондиционные	Всего определений	в т.ч. кондиционные	Всего определений	в т.ч. кондиционные
1	2	1	-	-	-	-
2	3	3	-	-	1	0
3	1	0	1	1	2	0
4	3	1	3	1	-	-
5	-	-	3	1	-	-
6	9	0	1	0	-	-
7	2	0	-	-	-	-
8	1	0	-	-	1	0
9	1	1	-	-	-	-
10	8	2	-	-	1	0
11	-	-	2	0	-	-
12	2	0	-	-	-	-
13	5	1	-	-	-	-
14	-	-	22	7	-	-
15	6	0	-	-	-	-
16	6	1	-	-	-	-
17	2	0	-	-	-	-
18	3	0	1	0	-	-
19	-	-	-	-	-	-
20	2	0	-	-	-	-
21	10	0	1	0	-	-
22	-	-	1	0	-	-
	66	10	35	10	5	0
17 объектов, из них по 10 нет кондиционных исследований		13 объектов, из них по 9 нет кондиционных исследований		9 объектов, из них по 9 нет кондиционных исследований		

Если теперь вернуться к рис. 1, который был в начале, и убрать точки, потенциальное содержание конденсата в которых было принято на основе некондиционных проб, то увидим картину, представленную на рис. 2.

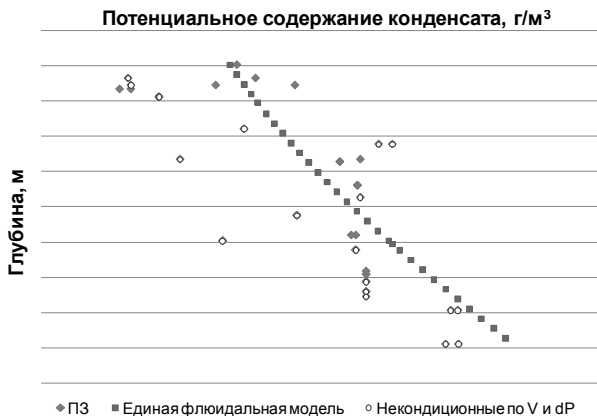


Рис. 2. Зависимость потенциального содержания от глубины, принятая в подсчёте запасов (синие точки) и полученная в результате создания единой флюидальной модели (красные точки) с учётом некондиционных данных (белые точки)



На рис. 2 видно, что диапазон неопределённости значительно сузился. И в данном случае отбраковка исследований осуществлялась только на основе первичного анализа по промысловым факторам.

Теперь коснёмся термодинамических условий залегания залежей. Как можно увидеть на рис. 3 термодинамические параметры залежей довольно хорошо ложатся на единый тренд, что говорит о их термодинамическом равновесии.

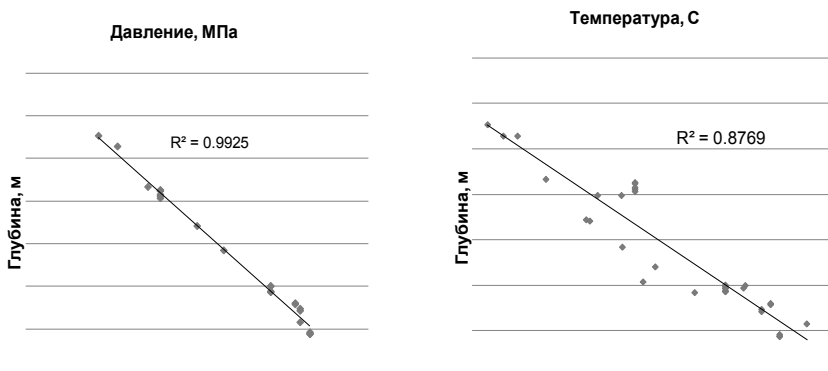


Рис. 3. Термодинамические параметры залегания залежей

Похожие тренды можно увидеть на графиках содержания различных компонентов в зависимости от глубины при отбраковке некондиционных проб. Так на рис. 4 представлено изменение метана, этана, пропана и вышекипящих компонентов от глубины. Белыми точками помечены некондиционные исследования при контроле по промысловым параметрам.

Финальная оценка качества проб осуществляется на этапе моделирования. Этап оценки лабораторных параметров пропущен, потому что данные параметры поддаются контролю со стороны инженеров-разработчиков в наименьшей степени. Необходимо отметить, что по отчёту лабораторий все пробы, на которых осуществлялись PVT исследования, были кондиционными.

На этапе моделирования существуют следующие технологии оценки: график Хоффмана, график значений констант парожидкостного равновесия, фазовые диаграммы условий сепарации, настройка на газоконденсатный фактор и плотность конденсата в стандартных условиях. После проверки всех этих параметров были отобраны 2 кондиционные пробы, на которых проводилось построение единой флюидальной модели. На данном этапе пробы флюидов в основном браковались по графику Хоффмана и графику значений констант фазового равновесия, что говорит о том, что часть жидких либо газообразных компонентов была потеряна и не учитывалась при рекомбинации флюидов.

На рис. 5а представлено сравнение фактических и модельных данных для пластов, пробы которых прошли контроль качества. На основании этих двух проб были построены зависимости изменения содержа-

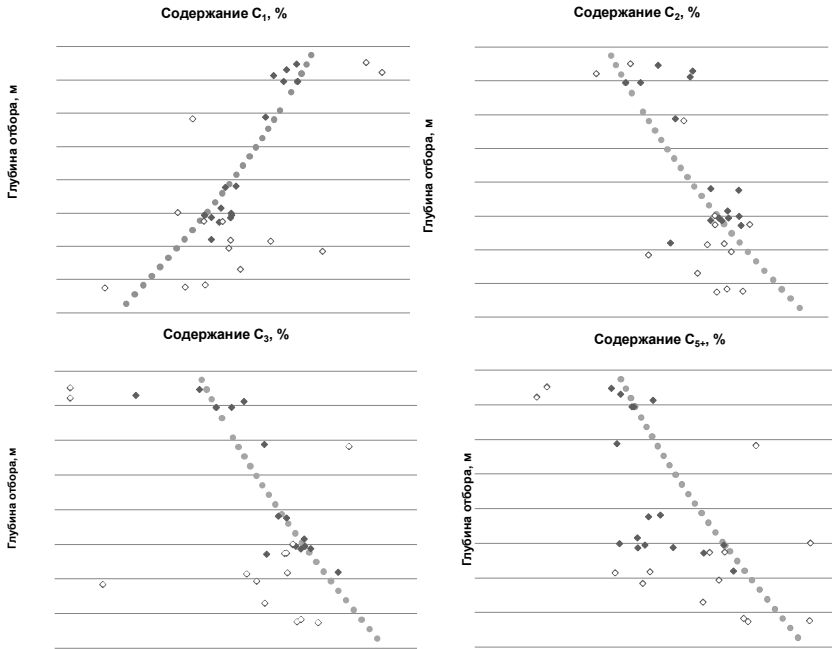


Рис. 4. Изменение содержания компонентов в газе от глубины

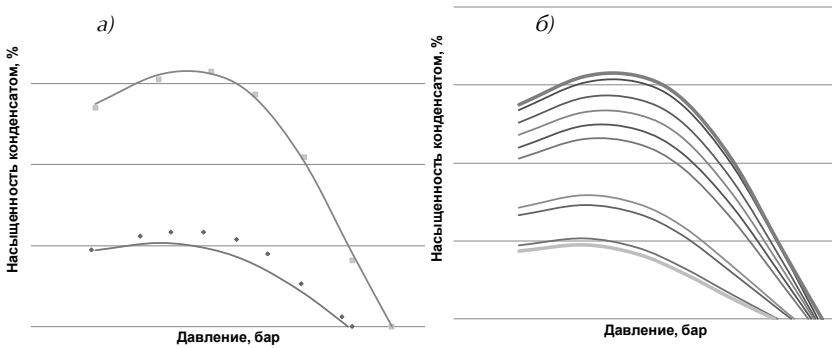


Рис. 5. Зависимости конденсатосодержания от давления для проб разных пластов



ния каждого компонента с глубиной. На рис. 5б представлены кривые конденсатосодержания для других пластов в зависимости от их глубины. Именно таким способом и предлагается моделировать пласты, на которых не было получено качественных проб.

В заключении хотелось бы сделать следующие выводы:

1. При проведении даже значительного количества проб существует вероятность не полного охвата пластов исследованиями вследствие отбраковки проб. Для таких месторождений возможно построение единой флюидалной модели. В данном случае можно будет смоделировать состав пласта на основе имеющихся данных по другим пластам при допущении, что флюиды являются продуктом одной материнской породы.
2. При подтверждении флюидалной модели можно сократить количество запланированных исследований.
3. В данном случае было получено увеличение потенциального содержания конденсата по некоторым пластам, что отразилось на запасах в большую сторону.
4. При фактическом низком выходе представительных проб существует необходимость создания регламента проведения ГКИ исследований, планирования и контроля подробной программы проведения исследований ГКИ. Возможно придется подобрать нового подрядчика для исследований или поднять уровень его методического и аппаратного обеспечения.

Теплогенерирующая ветроустановка на базе объемного насоса

А. А. Мележик

ОАО «Газпром промгаз»

Установка предназначена для использования в системах:

Теплоснабжения — применение в качестве экологически чистого источника теплоты, работающего на возобновляемом источнике энергии для частичного или полного покрытия тепловой нагрузки.

- получение теплоты основано на первом законе термодинамики и связано с преобразованием энергии природных движущихся масс (воздуха и воды).

Электроснабжения на базе ветроэнергетических установок (ВЭУ) — использование в качестве штатной системы торможения ветроустановки.

- тормозная система базируется на свойстве объемных гидравлических машин регулировать частоту вращения в зависимости от пропускной способности гидросистемы: при частичном закрытии вентилля объемная машина выполняет функцию тормоза; при полном срабатывании запорного органа — функцию стопора.



Структурная схема разработки представлена на рис. 1.

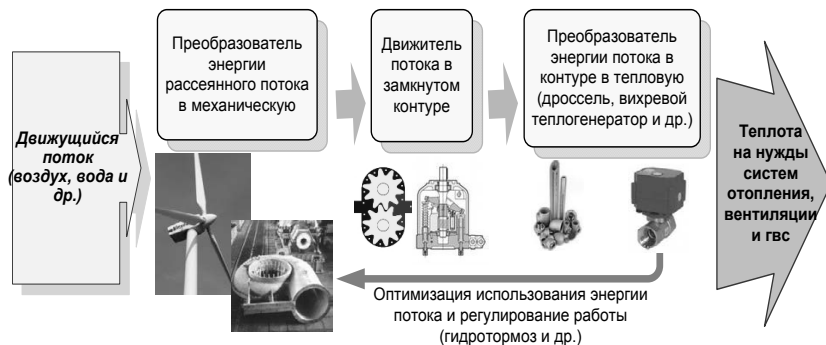


Рис. 1. Структурная схема разработки

Установка разработана под руководством член-корр. РААСН, д.т.н., проф. В. К. Аверьянова (Зам. Ген.директора ОАО «Газпром промгаз»).

Принцип работы

Принципиальная схема разработки представлена на рис. 2.

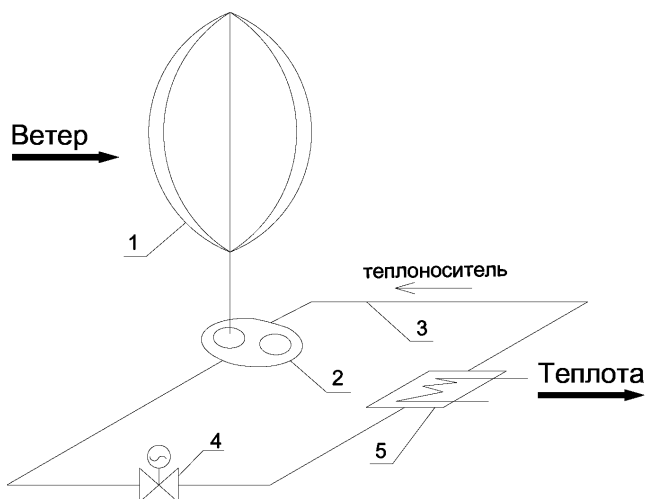


Рис. 2. Принципиальная схема установки для получения теплоты с использованием энергии ветра: 1 — ветроколесо; 2 — объемный насос; 3 — трубопроводы; 4 — регулирующий вентиль; 5 — теплообменник

Способ получения теплоты подразумевает использование кинетической энергии движущихся масс природных возобновляемых источников энергии (в данном случае ветра), преобразование ее посредством рабо-



чего органа 1 в механическую энергию, передаваемую на вал двигателя 2, который установлен в гидравлическом контуре.

Двигатель 2 приводит в движение рабочую среду (теплоноситель), находящуюся в контуре. За счет гидравлического трения в трубопроводах 3 и создаваемых местных сопротивлений 4, механическая энергия переходит в тепловую, которая может быть передана на требуемые нужды посредством теплообменника 5.

Возможность регулирования (изменение) величины местных сопротивлений позволяет обеспечить максимальный отбор полезной теплоты в зависимости от рабочей характеристики рабочего органа 1 и, в то же время, произвести его остановку при критических значениях скорости потока. Последнее, в свою очередь, позволяет исключить из конструкции ветроустановки штатную систему торможения.

Результаты эксперимента

Эксперимент проведен на стенде (рисунок 3), при разработке которого были приняты следующие условия:

- 1) естественный движущийся поток заменен электроэнергией из сети;
- 2) вместо преобразователя энергии рассеянного потока в механическую использован электродвигатель.

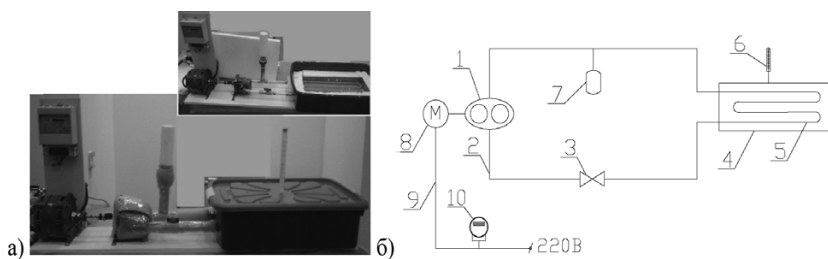


Рис. 3. Экспериментальный стенд: а) общий вид; б) принципиальная схема:

- 1- объемный насос; 2- трубопроводы; 3- регулирующий вентиль; 4- бак с нагреваемой средой; 5- теплообменник; 6- термометр; 7- бак расширительный; 8- электродвигатель; 9- электрические провода; 10- электросчетчик

Основное оборудование, примененное в стенде:

- насос шестеренный НШ10Е;
- электродвигатель ДАО-Ц (КПД = 0,42).

В ходе эксперимента теоретические выкладки были подтверждены опытными данными (рис. 4).

Варианты схем теплоснабжения

Использование установки может быть организовано в дополнение к основным теплоисточникам на ископаемом топливе (рис. 5) с расположением основного оборудования как на прилегающей к потребителю территории, так и с расположением непосредственно на его строительных конструкциях.

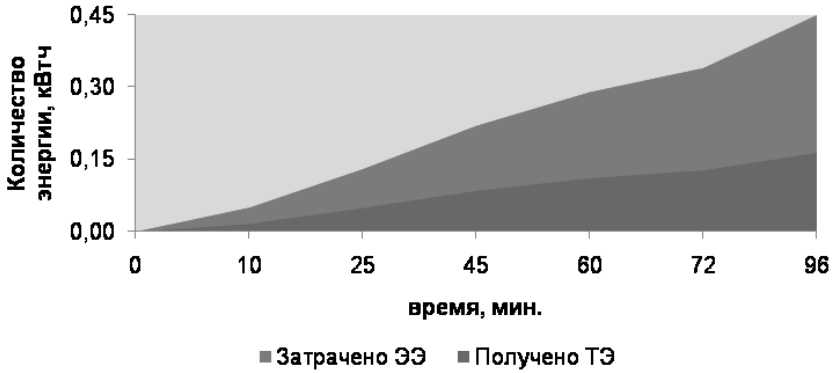


Рис. 4. Диаграмма расходов энергии

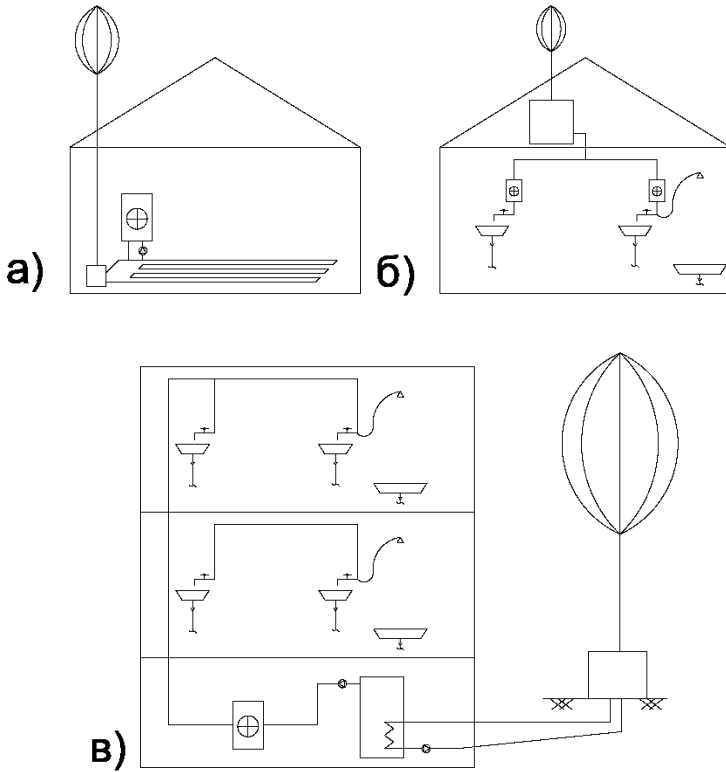


Рис. 5. Варианты принципиальных схем теплоснабжения:
а) для низкопотенциальной системы отопления «теплый пол»; б) для горячего водоснабжения индивидуального дома; в) для многоквартирного дома



Наибольший эффект может быть получен при совместной работе с другими установками на базе нетрадиционных источников энергии, например, установками солнечного горячего водоснабжения и/или тепловыми насосами.

Сравнительные технико-экономические показатели

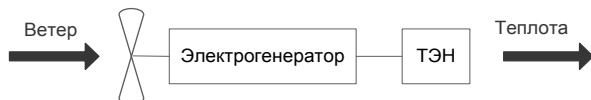


Рис. 6. Конкурирующая схема: ВЭУ с ТЭНами (вариант 1)

Принятые условия для сравнения: требуемая тепловая мощность—5 кВт; ротор и мачта одинаковые для двух вариантов.

Вариант 1: электрогенератор ВГ—5 (28) /114–300–02В—120 тыс. руб.; ТЭН—1 тыс.руб. **Итого: 121 тыс.руб.**

Вариант 2 (предлагаемая схема): насос НШ10У-3Л—1 тыс.руб.; электромагнитный регулирующий клапан—10 тыс.руб.; трубы и теплообменник из нержавеющей гофрированной трубы—3 тыс.руб. **Итого: 14 тыс.руб.**

Таким образом, предлагаемое решение позволяет создавать надежные, более экономически выгодные источники теплоты на возобновляемых источниках энергии.

К вопросу о природоохранной деятельности организаций нефтегазового комплекса

В. А. Мирошников, А. А. Кравцов

Научный руководитель В. И. Филипас

Научный консультант С. В. Кручинин

Ноябрьский институт нефти и газа, г. Ноябрьск, ЯНАО

Охрана окружающей природной среды—одна из наиболее актуальных проблем современности. В Российской Федерации сложилась непростая экологическая ситуация. Загрязнение природной среды достигло за последние годы значительных масштабов.

Настоящая экологическая ситуация и тенденции её ухудшения в значительной степени определяются промышленным производством. Более 24 тыс. предприятий являются загрязнителями окружающей среды—воздуха, земли и сточных вод. Поэтому одним из важнейших направлений хозяйственной деятельности предприятий и их инвестиционной политики становится обеспечение экологической безопасности природных ресурсов.

Государство считает природоохранную деятельность предприятий одним из приоритетных направлений государственной экологической политики. Положительным моментом в обеспечении экологической безопасности является большое увеличение объёма инвестиций в основной



капитал, направленных на охрану окружающей среды. Такое резкое увеличение свидетельствует о значительном усилении влияния государства на экологическую безопасность в стране.

На предприятиях нефтегазового комплекса немаловажным является внедрение новых технологий и применение нового оборудования в природоохранной деятельности.

В настоящее время вопросы рационализации и экологической безопасности при размещении буровых шламов выходят на первый план, поскольку постоянно растёт количество буровых отходов, требующих соблюдения строгих правил обращения и утилизации. Кроме выбуренной породы такие отходы содержат широкий спектр загрязнителей-реагентов, которые используются для приготовления и обработки буровых растворов. Переход на реагенты на масляной основе только увеличивает количество загрязнений. Особенно остро решение этой проблемы стоит перед предприятиями, работающими в условиях трудновосстановимых экосистем Крайнего Севера. Освоение Юрхаровского месторождения — один из примеров удачного решения этой проблемы.

Установка по переработке бурового шлама предназначена для обработки непрерывного потока буровых отходов, воды, нефтяной эмульсии, обвзреженного шлама и работает в постоянном режиме.

К достоинствам работы установки относятся:

- непосредственный нагрев трением;
- минимальная продолжительность обработки шлама;
- высокое качество возвращённого масла;
- единственная система десорбции, признанная Евросоюзом.

Переработка буровых отходов с использованием установки термомеханической регенерации позволила не только перерабатывать буровые шламы в материал, пригодный для строительного использования, но и регенерировать минеральное масло для повторного применения и приготовления бурового раствора, что обеспечило значительный экономический эффект.

Таким образом, экономический эффект от внедрения технологии переработки бурового шлама и регенерации минерального масла рассчитан на 5 лет (с 2009 по 2013 гг.) и составит более 200 млн. руб.

Поскольку установка по переработке бурового шлама на Юрхаровском месторождении является первой и пока единственной в России, то было бы разумно применять эту технологию на всех месторождениях, которые находятся в разработке. Мы смогли бы значительно снизить ущерб окружающей природе и сэкономить на переработке бурового шлама и регенерации минерального масла.

Изучение технологических и экономических аспектов регенерации турбинных масел с использованием новой прогрессивной технологии также доказало её эффективность — более высокое качество и выход до 92% регенерированного масла.

На стадии предварительной обработки отработанного масла происходят процессы коагуляции, отстаивания, центрифугирования и т.д. Затем осуществляется мембранная очистка, позволяющая получить масляную основу. На третьей стадии в масляную основу вводят необходимые присадки, в результате чего получается готовое товарное масло.



Если применить данную технологию для регенерации турбинных масел на компрессорных станциях газового комплекса на базе аппаратов серии «Аквакон» для очистки отработанных масел, то это обеспечит их повторное использование, что представляет значительный ресурсосберегающий и экономический интерес и снизит до минимума ущерб окружающей среде.

На основании выше изложенного **главной рекомендацией** является увеличение инвестиций в природоохранную деятельность. Наши дети скажут нам спасибо за то, что мы сберегли для них нашу природу, нашу планету, за то, что у них будет возможность дышать чистым воздухом и пить чистую воду.

Повышение эффективности энергосбережения путём внедрения системы климатконтроля с применением геотермальных насосов в блок-боксах газовых скважин АГКМ

А. Н. Михайлюк

Газопромысловое управление ООО «Газпром добыча Астрахань»

Основанием для разработки послужила Ст. 4 Федерального Закона № 261 от 23 ноября 2009 г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», которая гласит:

Правовое регулирование в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности основывается на следующем принципе: это эффективное и рациональное использование энергетических ресурсов.

Неэффективность существующей системы климатконтроля в Блок-боксах объектов промысла приводит к нарушению рабочего температурного диапазона электронного и микропроцессорного оборудования.

Следствием этого является: преждевременный выход из строя элементной базы данного оборудования, что в большинстве случаев приводит к останову технологического процесса добычи.

Практика эксплуатации электронного и микропроцессорного оборудования для управления параметрами технологического процесса и обеспечения гарантированного энергоснабжения показывает на необходимость поддержания нормативного температурного диапазона в помещениях.

Существующая при этом система климатконтроля в результате эксплуатации в условиях полупустыни требует больших затрат на энерго-снабжение, обслуживание и ремонт.

Поскольку наружные теплообменники кондиционеров в течение одного года забиваются пылью, песком и насекомыми, а также окисление медных радиаторов от агрессивной окружающей среды, содержащей кислые газы, приводит к преждевременному выходу из строя данного элемента системы. Следствием чего является отсутствие кондиционирования в жаркие дни.



В зимний период обогрев помещений Блок-боксов осуществляется электронагревательными приборами, КПД которых не более 80%.

В осенне-весенние периоды обслуживающему персоналу приходится открывать технологические отверстия для естественной вентиляции, что приводит к попаданию песчаной пыли и насекомых на элементы оборудования.

Принцип работы данной системы основан на том, что аккумулированное грунтом тепло передается вместе со смесью из воды и антифриза (рассолом) через вертикально или горизонтально расположенные теплообменники (грунтовые зонды) и подается в испаритель теплообменника теплового насоса.

В испарителе хладагент теплового насоса, нагреваясь от рассола до температуры 6–8 °С, закипает и испаряется, забирая тепло от рассола. Охлажденный рассол, закачиваемый насосом, поступает в грунтовый зонд, где нагревается, забирая тепло от грунта.

Образовавшийся пар из испарителя поступает в компрессор, где происходит процесс сжатия пара. Пар переходит в жидкое состояние, выделяя большое количество тепла.

Температура жидкости в компрессоре поднимается до 35–70 °С. Эта температура в теплообменнике конденсатора передается объёму воздуха в помещении Блок-бокса. Проходя через сбросной клапан, сбрасывающий по давлению, хладагент мгновенно охлаждается и снова попадает в испаритель, замыкая цикл.

Тепловой насос в летний период может использоваться для решения вопросов кондиционирования (отдавая тепло контуру грунтовых зондов, и охлаждая объём воздуха в помещении).

Краткий расчёт и сравнение по энергопотреблению

На протяжении летних месяцев температура в некондиционируемых Блок-боксах достигает +49 +54 °С и выше.

В холодное время года электронагревательными приборами в Блок-боксах поддерживается температура +14+17 °С.

Таким образом, для поддержания температурного режима в холодное время года, по данным автоматизированной системы АСУ Э месячный расход электроэнергии составляет 544 кВт, следовательно, электронагревательные приборы общей мощностью 3кВт работают 6 часов в сутки.

В летние месяцы, если Блок-бкс оборудован кондиционером, затраты электроэнергии составляют в среднем 540 кВт в месяц.

Следовательно, в год затраты на электроэнергию при действующих тарифах 3,04 руб. за 1кВт составляют 19722,6 руб.

Внедряя геотермальные насосы, рассчитанные на аналогичные нужды, с учётом коэффициента теплопередачи, получаем снижение расхода средств на электроэнергию до 7619,4 руб. в год.

Итоги экономического расчёта

По данным из расчета методом денежных потоков с учетом затрат на приобретение, установку, обслуживание и ремонт путём сравнения видно, что денежные оттоки на эксплуатацию используемой системы



намного выше, чем оттоки внедряемой системы, откуда делаем вывод по сроку окупаемости он составляет: 5 лет.

Получаемый чистый дисконтированный доход за принятый расчётный период в 16 лет составит 135 581,7 руб. отсюда следует что доход за 1 год с объекта составит 8473,586 руб.

Следовательно, экономия для подразделения с учётом большего количества объектов в 150 единиц составит: 20 337 255 руб, а в год это будет 1 271 078,5 руб.

Выводы и гарантии

Тепловой насос долговечен и не требует особого внимания к себе. Срок эксплуатации заводских грунтовых зондов достигает 100 лет (фабрично изготовленных). Срок работы основного узла теплового насоса — компрессора — 30 лет.

Применение данной системы позволяет нам максимально изолировать помещение Блок-бокса от агрессивной окружающей среды, значительно уменьшить затраты на энергоснабжение, эксплуатацию и обслуживание оборудования, стабильно удерживать температурный режим. Простота конструкции и отсутствие наружных блоков даёт гарантию долговечной и безотказной работы.

Оценка приращения минимальных рентабельных запасов, анализ рисков

С. А. Мальшев, А. И. Мониц, А. В. Мишкина
ОАО «ТомскНИПИнефть»

Первая разведочная скважина в юго-восточной части Западной Сибири была пробурена в 1949 г. ОАО «Томскнефть» ВНК ведет промышленную добычу нефти на территории данного региона с 1966 г, за это время пробурено около 1400 разведочных скважин. Основные месторождения региона давно открыты и находятся в стадии падающей добычи. Незизученными остались мелкие локальные структуры, освоение которых связано с множеством рисков. Ситуация усложняется поставленной Правительством РФ перед недропользователями задачей ежегодного приращения запасов в количестве, равном добыче. Если в 2010 г. компания ОАО «Томскнефть» ВНК прирастила 6 млн. тонн нефти, то на 2011 год перед компанией стояла задача прирастить запасы не менее чем на 10 млн. тонн.

Приращение запасов напрямую связано с затратами на исследование геологического строения нефтеносных структур, сейсморазведочные работы и разведочное бурение, которое с 2002 г. полностью финансирует недропользователь. Поэтому в данной ситуации остро стоит проблемы эффективного расходования средств на геологоразведочные работы, прироста экономически рентабельных запасов.



Оценка минимальных рентабельных запасов нефтеносной структуры

С целью решения данного вопроса специалисты ОАО «ТомскНИПИ-нефть» разработали алгоритм действий для определения приоритетности разработки нефтеносных залежей посредством оценки их рентабельности. Основой предложенного подхода является метод экспресс-оценки при моделировании разработки нефтегазовых месторождений. Суть метода заключается в определении числа добывающих скважин, необходимых для достижения максимальной экономической прибыли.

Алгоритм действий для оценки минимальных рентабельных запасов нефтеносной площади основан на определении:

1. Геолого-технологических показателей.
2. Сценарных условий реализации проекта разработки.
3. Капитальных вложений и эксплуатационных затрат на освоение нефтеносной структуры.

Ядро рассматриваемой модели — формула определения Чистого приведенного дохода проекта:

$$NPV(W) = \frac{365 \cdot W \cdot Q \cdot V \cdot 0,95}{[(365 \cdot W \cdot Q / Np) + \ln(1 + i)]} - C \cdot W - Z,$$

где Np — извлекаемые запасы нефти, тыс.т. (накопленная добыча нефти); C — стоимость нефтяной скважины, млн. руб.; Q — первоначальный суточный (средний за 1 год) дебит нефти, т./сут.; V — цена на нефть на устье скважины, руб./т.; $\ln(1 + i)$ — норма дисконта, д.е.; $0,95$ — коэффициент эксплуатации, д.ед.; W — количество нефтяных скважин, шт.; Z — прочие капитальные вложения по обустройству нефтяной инфраструктуры, млн. руб.

В формуле от ежегодной прибыли от добычи нефти (с учетом темпов отбора и дисконтирования, имеющих логарифмический характер) вычитаются затраты на бурение и обустройство нефтеносной площади.

Приведением рассчитанного значения к нулю определяется величина минимальных рентабельных запасов площади.

Оценка рисков при приращении запасов по методикам Анализа чувствительности и построения Древа вероятностей

Для полной уверенности в возможности извлечения полученного по модели количества запасов, их величину необходимо оценить с учетом рисков приращения (рис. 1).

Для определения наиболее чувствительных факторов риска, возникающих при приращении запасов, был проведен анализ чувствительности 10 наиболее вероятных из них в диапазоне +/- 30%. Наиболее влиятельными оказались следующие факторы (рис. 2): цена реализации; себестоимость; капитальные вложения; средний (за первый год) дебит нефти.

В реальном технологическом процессе все эти факторы в совокупности будут определять значение минимальных рентабельных извлекаемых запасов. С целью оценки их комплексного влияния было построено Древо вероятностей рисков, с помощью таких категорий, как:

- вероятность проявления факторов риска;
- отклонение вероятностей их проявления.



Рис. 1. Риски при приращении запасов

Авторы разработали анкету для оценки вероятностей факторов риска (табл. 1). Вероятности проявления факторов риска были определены с участием 5 экспертов в области геологии и экономики.

Анализ отклонений вероятностей был проведен по каждому из найденных по анализу чувствительности факторов:

1. Отклонение фактора Цена определялось на основе статистических данных, накопленных с 2002 года, и составило +37%/-21%.

2. Отклонение Дебита определялось согласно анализу отклонений дебитов (план/факт) разрабатываемых месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК за последние 5 лет работы компании. Отклонения по дебитам составили +45%/—45%.

3. Отклонение фактора «капитальные вложения» оценивалось на основе анализа структуры капитальных затрат одного из активно разбуриваемых месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК. Согласно проведенному анализу ежегодные фактические капитальные затраты превышают плановые на 26%. Данное отклонение было принято за основу в модели Дерева вероятностей.

4. Отклонение фактора «себестоимость» определялось по результатам анализа себестоимости, который производился на основе ретроспективных данных за последние 8 лет работы компании. Отклонения составили +56%/-54%.

С учетом измеренных рисков и их отклонений построено Дерево вероятностей рисков при приращении запасов (рис. 3).

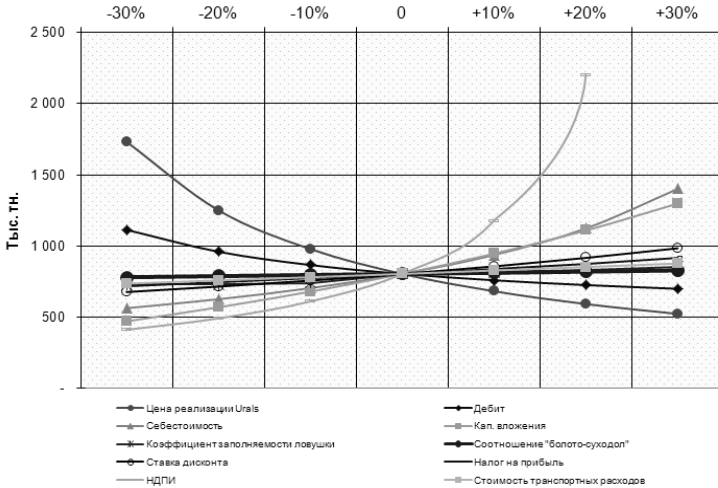


Рис. 2. Диаграмма чувствительности рисков при приращении запасов

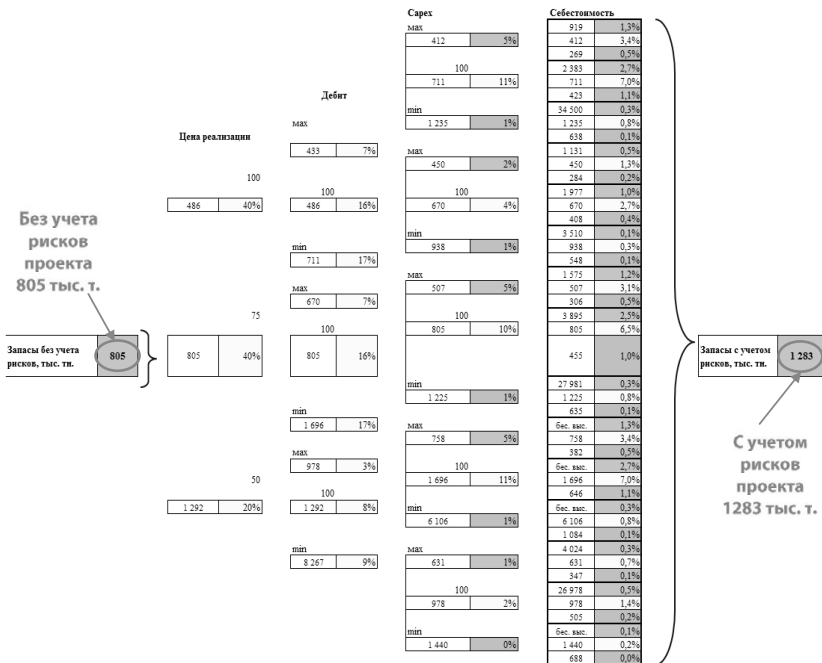


Рис. 3. Дерево вероятностей рисков при приращении запасов (на рисунке представлен центральный фрагмент искомой модели Дерева вероятностей рисков при приращении запасов)



Таблица 1

Оценивающий	Направление действия риска	Вероятность наступления риска (1–100%), %					Вероятность наступления риска, ИПОЮ%	Условия	Последствия
		Площадь 1	Площадь 2	Площадь 3	Площадь 4	Площадь 5			
1. Изменение цены реализации сырья на внешнем рынке марки Urals									
Эксперт 1	Увеличится	30%	30%	30%	30%	30%	100%	Периодические колебания мирового финансового рынка	Недо/пере-оценка выгода разрабатываемой структуры
	Останется неизменной	40%	40%	40%	40%	40%			
	Снизится	30%	30%	30%	30%	30%			
Эксперт 2	Увеличится	50%	50%	50%	50%	50%	100%	Периодические колебания мирового финансового рынка	Недо/пере-оценка выгода разрабатываемой структуры
	Останется неизменной	40%	40%	40%	40%	40%			
	Снизится	10%	10%	10%	10%	10%			
Среднее	Увеличится	40%	40%	40%	40%	40%	100%	Периодические колебания мирового финансового рынка	Недо/пере-оценка выгода разрабатываемой структуры
	Останется неизменной	40%	40%	40%	40%	40%			
	Снизится	20%	20%	20%	20%	20%			
2. Изменение капитальных вложений на освоение запасов									
Эксперт 1	Увеличатся	30%	50%	50%	50%	50%	100%	Возникновение аварийных ситуаций, развитие, необходимость расширения производства, повышение объемов разработки и др.	Недо/пере-оценка выгода разрабатываемой структуры
	Останутся неизменными	60%	40%	40%	40%	40%			
	Снизятся	10%	10%	10%	10%	10%			
Эксперт 2	Увеличатся	5%	40%	10%	10%	20%	100%	Возникновение аварийных ситуаций, развитие, необходимость расширения производства, повышение объемов разработки и др.	Недо/пере-оценка выгода разрабатываемой структуры
	Останутся неизменными	80%	60%	80%	80%	75%			
	Снизятся	15%	0%	10%	10%	5%			
Среднее	Увеличатся	18%	45%	30%	30%	35%	100%	Возникновение аварийных ситуаций, развитие, необходимость расширения производства, повышение объемов разработки и др.	Недо/пере-оценка выгода разрабатываемой структуры
	Останутся неизменными	70%	50%	60%	60%	58%			
	Снизятся	13%	5%	10%	10%	8%			



3. Изменение заложенной в проекте себестоимости добычи нефти										Недо/пере-оценка выгода разрабатываемой структуры	
Эксперт 1	Увеличится	30%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	100%	Непланируемое изменение объема добычи, резкие колебания инфляции
Среднее	Увеличится	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	100%	
											Эксперт 1
Останется неизменной	60%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	100%		
Снизится	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%		
Эксперт 2	Увеличится	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	100%	Непланируемое изменение объема добычи, резкие колебания инфляции
	Останется неизменной	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	100%	
	Снизится	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	
Среднее	Увеличится	25%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	100%	Непланируемое изменение объема добычи, резкие колебания инфляции
	Останется неизменной	65%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	100%	
	Снизится	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	
4. Достижение (подтверждение планируемого) среднего за 1-й год стартового дебита добычи нефти										Неподтверждение запланированного дебита за счет неподдержания начальной обводненности и др. факторов	
Эксперт 3	Увеличится	10%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	100%	Неподтверждение запланированного дебита за счет неподдержания начальной обводненности и др. факторов
	Останется неизменным	20%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	100%	
	Снизится	70%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	100%	
Эксперт 4	Увеличится	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	100%	Неподтверждение запланированного дебита за счет неподдержания начальной обводненности и др. факторов
	Останется неизменным	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	100%	
	Снизится	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	100%	
Эксперт 5	Увеличится	25%	25%	20%	20%	25%	25%	25%	25%	100%	Неподтверждение запланированного дебита за счет неподдержания начальной обводненности и др. факторов
	Останется неизменным	50%	25%	10%	10%	50%	50%	50%	50%	100%	
	Снизится	25%	50%	70%	70%	25%	25%	25%	25%	100%	
Среднее	Увеличится	17%	22%	20%	20%	22%	22%	22%	22%	100%	Неподтверждение запланированного дебита за счет неподдержания начальной обводненности и др. факторов
	Останется неизменным	40%	40%	35%	35%	48%	48%	48%	48%	100%	
	Снизится	43%	38%	45%	45%	30%	30%	30%	30%	100%	



Апробирование модели оценки запасов на лицензионных участках ОАО «Томскнефть» ВНК

Практическое использование разработанного инструмента позволило определить наиболее вероятную величину минимальных рентабельных запасов по пяти площадям ОАО «Томскнефть» ВНК. Наиболее прибыльной для освоения является площадь 3, наименее — площадь 1, наиболее рискованное освоение у площади 5, наименее — у площади 3 (табл. 2).

Таблица 2

Показатели		Пло- щадь 1	Пло- щадь 2	Пло- щадь 3	Пло- щадь 4	Пло- щадь 5
Площадь нефтеносности, га	A	263	1 477	2 820	1 947	657
Первоначальный суточный дебит нефти, т./сут.	Q	41	41	41	40	38
Извлекаемые запасы (без рисков), тыс.т.	N	805	3 029	5 496	4 084	1 790
Извлекаемые запасы (с рисками), тыс.т.	N _у	1 283	5 512	8 125	6 064	4 626
Количество скв., шт.	W	11	59	113	78	26
в т.ч. добывающие скв., шт	W _д	8	45	85	59	20
Накопленная добыча нефти на 1 доб. скв., тыс.т.		101	67	65	69	90
РЕЙТИНГ (макс. прибыли)		5	2	1	3	4
Совокупный процент риска	r	59%	82%	47,8%	48,5%	158%
РЕЙТИНГ (мин. рисков)		3	4	1	2	5

Рейтинги освоения нефтеносных структур ОАО «Томскнефть» ВНК

Очередность ввода запасов в разработку можно построить, ориентируясь на два основных постулата разведки и освоения месторождений:

1. Максимизация дохода недропользователя;
2. Минимизация рисков при приращении запасов.

В соответствии с заявленными направлениями, авторы разработали два тренда развития компании ОАО «Томскнефть» ВНК (рис. 4).

Заключение

Разработанная авторами модель относится к экспресс-методам оценки минимальных рентабельных запасов. Ее применение целесообразно в условиях сжатых сроков.

Согласно проведенному анализу для окупаемости разработки (на рассматриваемых площадях) на каждой из залежей необходимо из-

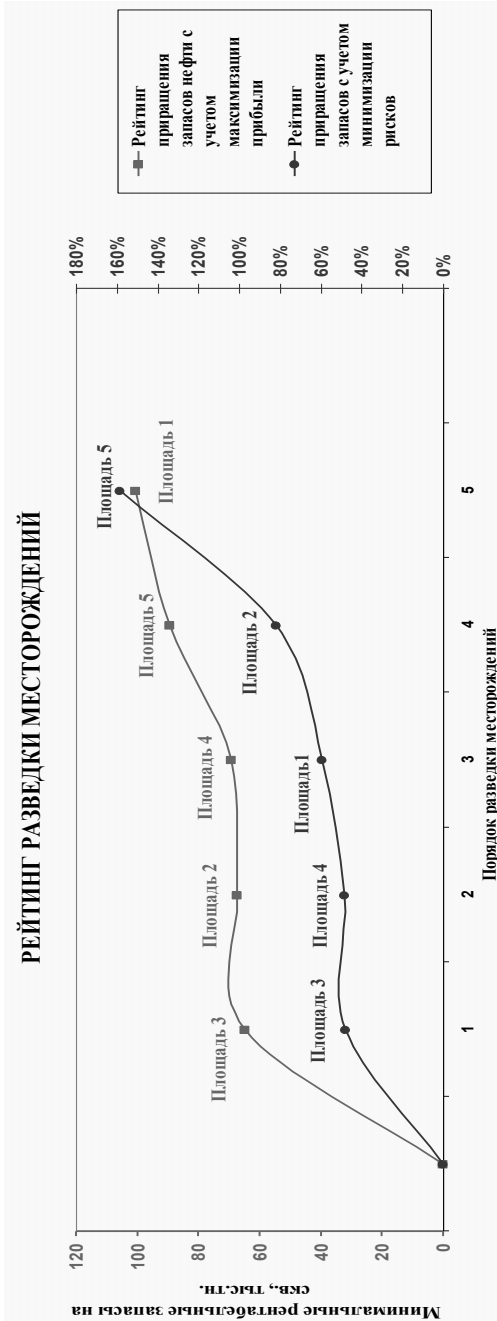


Рис. 4. Очередность разведки запасов ОАО «Томскнефть» ВНК



вlecht в среднем не менее 3 млн. т. нефти (без учета рисков), и на 50% более (с учетом компенсации рисков).

Рассмотренный механизм оценки запасов позволит выбрать эффективное направление развития компании ОАО «Томскнефть» ВНК.

Разработанная модель имеет преимущества:

- малые временные затраты работы модели;
- точность построения прогноза (полученные в ходе исследования рейтинги подтверждают расчеты модели анализа ГРП (средний разброс около 18%), проведенные в марте 2011 года);
- возможность ее применения любым недропользователем компании ОАО «НК «Роснефть».

Процедура контроля и управления состоянием охраны труда (ОТ) и промышленной безопасности (ПБ) на предприятии с применением современных информационных технологий при производстве работ с привлечением подрядных организаций

В. Н. Мурзин

Газоперерабатывающий завод ООО «Газпром добыча Оренбург»

С принятием в 2007 году обязательств выполнять требования стандарта OHSAS 18001 в Обществе была разработана, утверждена и принята к исполнению «Политика в области охраны окружающей среды, здоровья и безопасности на производстве». Ключевым моментом данной политики является приоритет безопасности человека на производстве, будь то персонал Общества или персонал подрядных организаций.

В развитие этих требований высшим руководством Общества было принято решение усилить контроль над соблюдением требований ОТ и ПБ работниками сторонних организаций при выполнении ими работ на объектах ООО «Газпром добыча Оренбург». Для реализации этой цели в 2008 году было разработано «Положение о порядке допуска и организации безопасного производства работ работниками сторонних (специализированных) организаций на объектах ООО «Газпром добыча Оренбург».

Данное Положение... обязательно для исполнения, как заказчиком, так и подрядчиком. Руководство газоперерабатывающего завода, в свою очередь, как представитель заказчика, должно организовать контроль соблюдения персоналом подрядчика требований ОТ и ПБ и, в дальнейшем, принимать меры по снижению и недопущению случаев несоблюдения указанных требований. При этом ранее проводимая работа по обеспечению устойчивой, надежной и безопасной эксплуатации объектов ГПЗ должна поддерживаться на достигнуто высоком уровне и постоянно совершенствоваться.

Начав работу по внедрению Положения, мы столкнулись с рядом проблем, перечислим их по масштабам значимости.

- 1) Рост учетной, контрольной, плановой и другой информации по вопросам ОТ (охраны труда).



- 2) Большое количество персонала подрядных организаций (за 2010 год 124 организации): в основной период ППР (с конца марта до начала ноября)—до 4500 человек в день; общее «пофамильное» количество стороннего персонала, посещающего и работающего на объектах завода в течение года достигает 7000 человек.
- 3) Частая «миграция» рабочих из одной организации-подрядчика в другую.
- 4) Нехватка кадровых ресурсов ГПЗ и временных ресурсов работников для решения выше обозначенных проблем.
- 5) Низкая вовлеченность руководителей и специалистов подрядных организаций в создание безопасных условий труда.

Необходимо отметить, что и подрядные организации и отдельно каждый работник перед тем, как приступить к работам на газоперерабатывающем заводе проходят достаточно объемную и продолжительную подготовку и имеют богатый опыт работы на подобных объектах. То есть только применением штрафных санкций и исключением из тендеров на производство работ проблему обеспечения безопасности не решить.

По информации государственной инспекции труда в Оренбургской области за 2010 год, в двух из трех несчастных случаях причинами их возникновения являлись несоблюдения правил безопасности работниками, не использование предусмотренных средств защиты и т.п. Люди, однажды безнаказанно нарушив правила и получив за счет этого какую-то мелкую выгоду, повторяют подобные нарушения. Постепенно происходит адаптация не только к опасности, но и привычка к нарушениям правил. Все это, к сожалению, было присуще основной части подрядных организаций.

Увеличением объема контроля с обязательными последующими корректирующими действиями мы решили снизить или исключить «привычку» нарушения требований охраны труда среди работников подрядных организаций. Решением, позволяющим «увеличить объем контроля с обязательной разработкой КД», стало максимальное вовлечение в работу службы ОТ и ПБ линейных ИТР ГПЗ, распределение выполнения возложенных задач на широкий круг работников.

Но у данной меры, без применения информационных технологий, имелись следующие недостатки: потери и обесценивание значительной части информации; рост дефицита рабочего времени у работников, осуществляющих функции оформления необходимой для фиксации нарушений документации.

Выходом из сложившегося положения стало широкое внедрение информационных технологий в практику контроля за соблюдением требований ОТ и ПБ в подрядных организациях, участвующих в работах на газоперерабатывающем заводе.

В целях кардинального улучшения качества управления охраной труда, оперативности составления статистики и принятия управленческих решений, а так же во исполнение решений высшего руководства Общества на газоперерабатывающем заводе в начале 2010 года была разработана процедура контроля над подрядчиком и управления



состоянием ОТ и ПБ с применением современных информационных технологий.

Во все подразделения завода проведена локальная вычислительная электронная сеть. На сервере ГПЗ создан ресурс отдела охраны труда и промышленной безопасности, на котором размещена общедоступная для всех пользователей ЛВС ГПЗ «База нарушений среди работников подрядных организаций». Доступ к внесению информации получили 26 человек: специалисты ООТ и ПБ, ответственные за охрану труда в подразделениях завода, уполномоченные по охране труда. Функции администратора базы несет ответственный работник ООТ и ПБ.

Информация по данной базе сблокирована с системой контроля и управления доступом газоперерабатывающего завода. С целью оперативности внесения информации для всех участников процесса разработан «Типовой перечень нарушений среди работников подрядных организаций» (т.е. в большинстве случаев ответственной за ведение базы в подразделении завода не тратит время на поиск ссылки из НТД, а выбирает пункт имеющегося Перечня и заносит соответствующую информацию в базу). Далее информация попадает под управление администратора базы.

Основной моделью взаимодействия является вручение ответственным представителям подрядных организаций выписок из электронной базы нарушений. Нарастают объемы использования SMS-портала и электронной почты для рассылки сообщений о выявленных нарушениях ответственным работникам подрядных организаций.

В настоящий момент внедренная процедура контроля принесла следующие результаты:

1. Повысилась производительность при проведении контрольных мероприятий за представителями подрядных организаций.
2. Повысилась вовлеченность руководителей и специалистов подрядных организаций в работу по предупреждению нарушений.
3. Снижается количество нарушений среди работников подрядных организаций.
4. Улучшилась управляемость охраной труда в подрядных организациях. Доведение до подрядных организаций базы выявленных нарушений позволяет им оперативно планировать работу по предупреждению нарушений, подобных выявленным.
5. Значительно упростилась работа по формированию различных отчетных форм (по виду нарушений, по организации, по нарушителям и т.п.).
6. Используются возможности данной базы для оперативной и качественной подготовки ответственных за охрану труда и их координацию по проверкам определенного вида нарушений.



Пути повышения творческой активности молодёжи

Д. В. Напалкова

ООО «ЛУКОЙЛ—Волгоградэнерго»

В современных условиях креативность работников в организации является значимым фактором, определяющим разработку оригинальных стратегий, быстрое принятие решений, внедрение инноваций.

Любое предприятие заинтересовано в повышении эффективности производства, но на современном этапе это возможно только при условии, что важнейшим ресурсом организации являются сотрудники, способные быстро реагировать на изменения внешней среды, предлагать нестандартные решения, генерировать оригинальные идеи, разрабатывать уникальные стратегии. Такими сотрудниками являются, прежде всего, молодые работники, поскольку именно молодёжь готова к изменениям и переменам в отличие от старшего поколения, которое больше заинтересовано в сохранении стабильности. Для того, чтобы в полной мере была осуществлена творческая самореализация молодёжи, необходима система специальных образовательных мероприятий, а также соответствующая организация управленческого процесса, учитывающая последние достижения науки.

В современной науке креативность рассматривается как общая способность к творчеству, выражающаяся в способности личности нестандартно мыслить, обнаруживать новые способы решения проблем или новые способы их выражения, проявлять чувствительность к дефициту знаний, их дисгармонии и несообразности, выдвигать и проверять гипотезы в поиске решения (Д. Б. Богоявленская, А. М. Матюшкин, Дж. Гилфорд, Н. Роджерс, Т. Симпсон, П. Торренс).

Разработкой проблемы творческого потенциала в отечественной и зарубежной науке занимались Е. А. Глуховская, С. Р. Евинзон, Е. В. Колесникова, М. В. Копосова, Ю. Н. Кулюткин, И. О. Мартынюк, А. М. Матюшкин, В. Ф. Овчинников, В. Г. Рындак и др. В этих работах творческий потенциал рассматривается как сложное, интегративное системное образование, присущее каждому здоровому человеку.

Батоврина Е. В. на основе анализа исследований Дж. Гилфорда, Е. Торренса, Э де Боно, Я. А. Пономарева, В. Н. Дружинина, Ф. Бэррона, Х. Андерсона, Р. Мэя, Р. Ранко и др. выявила 28 личностных факторов креативности—способностей и свойств личности, оказывающих влияние на развитие креативности: дивергентность мышления, оригинальность мышления, семантическая гибкость, способность к обнаружению и постановке проблемы, способность к генерированию большого числа идей, способность к анализу, способность преодолевать стереотипы, способность находить множество ассоциаций, любознательность, стремление к совершенству, способность идти на риск, мотивация, образная память, эмоциональность, спонтанность поведения, целеустремлённость, способность к обострённому восприятию дисгармонии, уверенность в себе, независимость, «цепкость внимания», воображение, интуиция, способность к фантазированию, установка на положительное восприятие и применение нововведений, самостоятельность и независимость суждений, темпераментность, пронизательность, способность рассматривать явления и события с различных точек зрения. Данные



факторы, по мнению Е.В. Батовриной, оказывают значительное влияние на развитие креативности личности.

Анализ корреляции данных материалов позволил сформировать 7 групп факторов, детерминирующих креативность личности.

1. «Познавательные процессы»

«Цепкость» внимания, воображение, дивергентность мышления, образная память, семантическая гибкость, оригинальность мышления, способность к обострённому восприятию дисгармонии, способность находить множество ассоциаций, способность к фантазированию, способность к генерированию большого числа идей.

2. «Самооценка»

Уверенность в себе, самостоятельность и независимость суждений, стремление к совершенству, независимость.

3. «Эмоциональный интеллект»

Спонтанность поведения, эмоциональность, способность идти на риск, темпераментность, установка на положительное восприятие и применение нововведений.

4. «Направленность, наличие вектора»

Целеустремлённость, мотивация, любознательность.

5. «Парапсихологические свойства»

Интуиция, пронизательность.

6. «Логический компонент»

Способность к обнаружению и постановке проблемы, способность к анализу.

7. «Разрушение стереотипов»

Способность рассматривать явления и события с разных точек зрения, способность преодолевать стереотипы.



Данная модель факторов, влияющих на креативность личности, позволила разработать программу мероприятий, способствующих повышению творческой активности молодёжи нашего предприятия.

При наличии выстроенной системы развития креативности и проведении данных развивающих мероприятий возможны качественные изменения креативности работников, что приведёт к оптимизации рабочего процесса, повышению количества оригинальных идей, разработке новых проектов и других значимых функций важных для успешности организации.



Программа развития креативности молодёжи

1 этап. Диагностика творческого потенциала работников с целью выделения группы работников, обладающих высоким творческим потенциалом			
2 этап. Реализация программы развития факторов креативности			
№	Фактор креативности	Описание фактора	Мероприятия
1	Познавательные процессы	Оболее название ощущений, восприятий, представлений, памяти, мышления, воображения, речи. Все они участвуют в познании действительности и регуляции деятельности, в формировании знаний, навыков, умений всей личности.	Разработка практических заданий, направленных на развитие познавательных процессов.
2	Самооценка	Представление человека о важности своей личной деятельности в обществе и оценивание себя и собственных качеств и чувств, достоинств и недостатков. Значительную роль в формировании самооценки играют оценки окружающих личности и достижений индивида. Самооценка оказывает существенное влияние на эффективность деятельности и формирование личности. Адекватная самооценка придаёт человеку уверенность в себе, помогает успешно ставить и достигать целей, карьере, бизнесе, личной жизни, творчестве, придаёт такие полезные качества как инициативность, предприимчивость, способность адаптации к условиям различных социумов.	Совершенствование отношений между молодым работником и руководителем. Прежде всего, это касается оценки результатов деятельности молодого человека. Огромный урон уверенности в своих силах может нанести неграмотная критика. Необходимо проведение обучающих мероприятий для руководителей по формированию навыков конструктивной критики, положительной оценки результатов деятельности работников в случае хороших результатов.
3	Эмоциональный интеллект	Группа ментальных способностей, которые участвуют в осознании и понимании собственных эмоций и эмоций окружающих. Люди с высоким уровнем эмоционального интеллекта хорошо понимают свои эмоции и чувства других людей, могут управлять своей эмоциональной сферой, и поэтому в обществе их поведение более адекватно и они легче добиваются своих целей во взаимодействии с окружающими.	Проведение социально-психологического тренинга на развитие эмоционального интеллекта.



4	Направленность, наличие вектора	Регулирование человеком своего поведения для достижения его устойчивой жизненной цели. Характерно наличие руководящей цели, готовность и решимость отдавать все силы и способности для ее достижения, планомерное, неуклонное ее осуществление. Из этой общей перспективной цели у него исходят частные цели и задачи деятельности как необходимые ступени на пути к достижению основной цели; все же лишнее, ненужное отбрасывается.	Использовать следующие пути поддержания направленности, целеустремленности: 1. Конкретизировать цели и перспективы деятельности. Неопределенность цели и ситуации снижает степень мобилизованности и старательности, приводит к уменьшению работоспособности; 2. Для поддержания целеустремленности и мотивации необходимо разнообразить средства, формы и методы деятельности. Длительная и порой однообразная работа, повторяющаяся изо дня в день, приводит к развитию хронических состояний монотонии и психического пресыщения, которые не только снижают эффективность работы, но и уменьшают настойчивость и целеустремленность. 3. Необходимо преодолеть преобладающие трудности. Поддерживать достижение позитивных целей. Оптимальная трудность, находящаяся вблизи верхней области трудности, подстегивает к большей мобилизации возможностей, бросает вызов самолюбию и стимулирует активность, направленную на преодоление трудности. 4. Использовать эффект соперничества. Наиболее простым способом его достижения является соревновательный метод.
5	Парапсихологические свойства	Способность человека знать факты и узнавать информацию, которые недоступны обычному человеку.	Создание электронной библиотеки и видеотеки с научными и научно-популярными материалами, позволяющими осмыслить роль тех личностных факторов, которые способствуют развитию креативности, в том числе и роль интуиции в творческом процессе.
6	Логический компонент	Логика — наука о формах, методах и законах интеллектуальной познавательной деятельности, формализуемых с помощью логического языка. Творчество предполагает не только способность выдвинуть интересную идею, но и умение убедительно обосновать её и претворить в жизнь по определенным правилам, следовательно, должно следовать каким-то правилам мышления.	Проведение семинаров по логике, проведение практических занятий, решение логических задач, направленных на развитие навыков обнаружения и постановки проблемы, способность к анализу.
7	Разрушение стереотипов	Стереотип — это суждение, в заостренно упрощенной и обобщенной форме, с эмоциональной окраской приписывающее определенному классу лиц некоторые свойства или, наоборот, отклязывающее им в этих свойствах. Стереотипы рассматриваются как особые формы обработки информации, облегчающие ориентацию человека в мире. характеристик.	Проведение практических занятий по расширению сознания (гештальтпсихология), тренинг на развитие нестандартных способов мышления.



Модернизация комплекса очистки речной воды на установке по производству метанола мощностью 40000 тонн в год

А. Н. Настин
ОАО «НОВАТЭК»

Сырьем для производства метанола является природный газ и вода (водяной пар). К качеству воды, используемой в производстве метанола, предъявляются достаточно жесткие требования. В качестве исходной воды для производства метанола на установке по производству метанола мощностью 40000 тонн в год (далее по тексту УПМ-40) Юрхаровского НГКМ используется речная вода. Для доведения качества используемой воды до требуемых регламентных показателей проектом УПМ-40 предусмотрена система многоступенчатой очистки на базе комплекса очистки речной воды КОВ-10М. Изначальная компоновка КОВ-10М позволила в 2010 году вывести работу УПМ-40 на проектную производительность. В мае 2010 года наблюдалось аномальное ухудшение качества речной воды. Комплекс очистки воды КОВ-10М обеспечил потребности производства метанола, но работал в крайне неэкономичном критическом режиме. Результатом работы в критических режимах стало: увеличенное потребление химических реагентов, быстрый износ мембранных модулей, значительный расход фильтрующих элементов; рост потребления исходной речной воды и рост образования стоков на тонну производимого метанола. Описанная нестандартная ситуация стала побудительным мотивом найти технические решения по исключению негативного влияния сезонного (паводковый период) изменения качества речной воды и в целом снизить затраты на водоподготовку.

Технологические решения, представленные в данном проекте, направлены: на снижение затрат при эксплуатации УПМ-40, в части затрат на водоподготовку; снижение экологического воздействия на окружающую среду; повышение технологической устойчивости процесса с частичным выводом оборудования в резерв.

Анализ работы комплекса КОВ-10М показал необходимость его модернизации. В качестве основного аспекта модернизации предлагается установить блок предварительного осветления исходной речной воды до её подачи в комплекс КОВ-10М. Работа блока основана на методе осаждения взвешенных и коллоидных частиц, содержащихся в воде, с использованием коагулянта. Метод отличается простотой аппаратного оформления, невысокой стоимостью оборудования и низкими эксплуатационными затратами.

Принцип работы блока осветления воды

Блок осветления воды состоит из двух баков с мешалками и осветлителя.

Исходная речная вода предварительно подогревается до температуры 20–21 °С, в нее дозируется необходимое количество щелочи NaOH и коагулянта (оксихлорид алюминия), и поступает в бак аэрации с мешалкой, где полученный раствор перемешивается потоком воздуха и мешалкой. Происходит первичная коагуляция примесей. Далее вода подается в следующий бак с мешалкой, где происходит перемешивание потока и окончательная коагуляция. Вода из верхней точки бака поступает в ниж-



ную часть осветлителя, который предназначен для осаждения и удаления образовавшегося шлама. В верхней части осветлителя установлено сепарационное устройство, состоящее из профилированных пластин, образующих в сечении каналы в виде сот. Сепарация взвешенных частиц происходит за счет изменения направления потока воды в каналах устройства. После сепарационного устройства вода собирается в приемном желобе осветлителя, откуда самотеком поступает на КОВ-10М. В нижней части осветлителя происходит скапливание коагулированных частиц (шлама), которые постоянным расходом дренируются в канализацию.

Схема предварительной очистки (осветления) воды представлена на рис. 1.

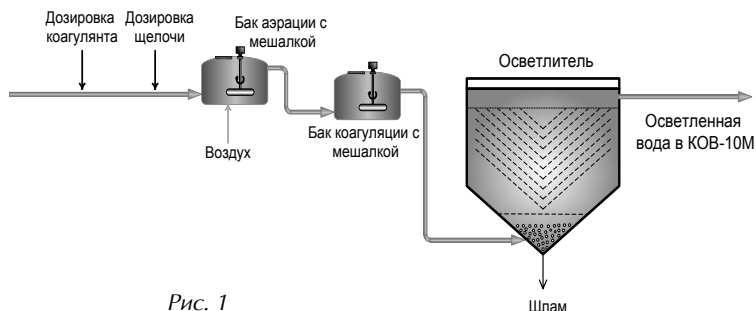


Рис. 1

Таким образом, после внедрения предварительной очистки воды принципиальная схема подготовки воды будет выглядеть следующим образом (рис. 2):

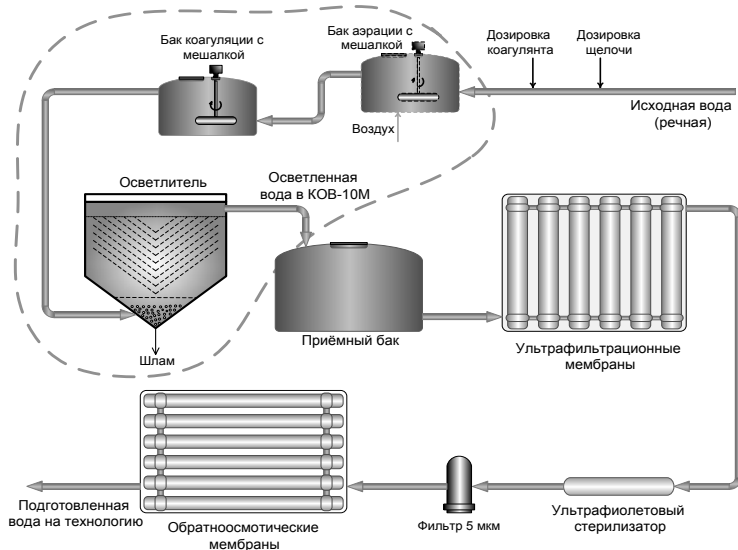


Рис. 2



Теоретические основы процесса

Многообразие примесей в речной воде служит причиной проведения очистки воды в несколько этапов.

Примеси речных вод подразделяются по степени дисперсности и химическому составу.

По степени дисперсности различают:

- истинно растворенные (размер частиц до 10^{-6} мм);
- коллоидные (размер частиц от 10^{-6} до 10^{-4} мм);
- тонко и грубодисперсные (размер частиц свыше 10^{-4} мм).

По химическому составу различают:

- минеральные (различные растворенные в воде соли кальция, магния, натрия, калия и др.);
- органические (белковые вещества, жиры, гуминовые вещества, эфирные масла и др.);
- растворенные газы (углекислота, кислород, аммиак и др.).

В коллоидной стадии дисперсности в воде присутствуют некоторые органические вещества, частично кремнекислота.

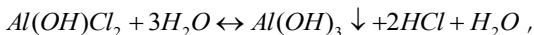
Коллоидные частицы не способны к достаточно быстрому самопроизвольному соединению в крупные образования и осаждению, поскольку несут одноименные заряды. Для их коагуляции применяются коагулянты (оксихлорид алюминия), продукты гидролиза которых имеют противоположный электрический заряд.

Коагуляцией называется процесс укрупнения (слипания) коллоидных частиц вещества завершающийся выпадением в осадок, удаляемый осаднением и (или) фильтрованием.

Физико-химические основы процесса коагуляции

Оксихлорид алюминия представляет собой смесь хлоридов алюминия, у которых один или два атома хлора заменены гидроксильными группами: $Al(OH)Cl_2$ и $Al(OH)_2Cl$.

При введении коагулянта (оксихлорид алюминия) в обрабатываемую воду происходит гидролиз:



Гидроокись алюминия $Al(OH)_3$ разрушает электростатическое равновесие коллоидной системы и происходит коагуляция примесей в исходной воде.

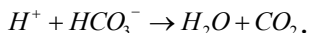
Образующийся шлам в виде комплексных соединений органических веществ, гидроокиси алюминия, соединений железа, соединений кремнекислоты выпадает в осадок в виде мелких хлопьев, которые постепенно соединяются в более крупные. Характеристика шлама зависит от качества исходной воды и дозировки реагентов.



В процессе образования микро- и макрохлопьев происходит удаление из обрабатываемой воды коллоидных, тонкодисперсных и грубодисперсных веществ.

Вещества, находящиеся в воде в истинно растворенном состоянии, при коагуляции не удаляются.

Образующиеся при гидролизе коагулянта ионы водорода H^+ связываются бикарбонатами, находящимися в обрабатываемой воде:



Обязательным условием интенсификации процесса коагуляции является использование ранее выпавшего осадка (шлама) в качестве контактной среды. Для этого обрабатываемую воду с реагентами вводят в нижнюю часть осветлителя. Движущаяся снизу-вверх вода поддерживает частицы во взвешенном состоянии и контактирует с их поверхностью.

Использование контактной среды сокращает требуемую длительность обработки, способствует улучшению качества коагуляции воды, увеличивает допустимые скорости движения воды в осветлителе, сокращает расход реагентов.

Результаты внедрения проекта

Внедрение предварительной очистки воды приведет к:

- сокращению расхода речной воды;
- уменьшению расхода химических реагентов;
- увеличению срока службы фильтрующих элементов КОВ-10М;
- уменьшению количества утилизируемых производственных стоков;
- повышению устойчивости системы, благодаря частичному выводу оборудования в резерв.

В таблице 1 приведена сравнительная характеристика работы блока подготовки воды на УПМ-40 до и после внедрения предварительной очистки воды.

Таблица 1

Сравнительная характеристика

Наименование	Единица измерения	До внедрения	После внедрения	Разница в натуральном выражении
1	2	3	4	5
Показатели качества исходной речной воды: - мутность - цветность - содержание железа	мг/дм ³ градус мг/дм ³	9÷15 250÷800 4,0÷10,0	не более 7 не более 250 не более 2,5	
Расход речной воды	м ³ /год	116 550	73 260	43 290
Расход стоков на утилизацию	м ³ /год	76 590	33 300	43 290



1	2	3	4	5
Химические реагенты:				
лимонная кислота	кг/год	802	200	602
коагулянт Аква-Аурат 30	кг/год	10 200	8 000	2 200
соляная кислота	л/год	8 016	4 000	4 016
перекись водорода	л/год	2 800	800	2 000
фильтры 5мкм	шт./год	1 600	800	800
мембраны ультрафильтрационные	шт./год	20	10	10

Проведен анализ экономической эффективности модернизации комплекса очистки речной воды на установке по производству метанола мощностью 40 000 тонн в год.

Результаты анализа представлены в таблице 2.

Таблица 2

Анализ экономической эффективности внедрения проекта

Показатели	Значение
Срок экономического расчета	10 лет
Капитальные затраты на внедрение	3 996 000 рублей
Чистый дисконтированный доход (NPV)	9 600 000 рублей
Внутренняя норма рентабельности	58,4%
Ежегодная амортизация	400 000 рублей
Простой срок окупаемости	2 года 8 месяцев
Дисконтированный срок окупаемости	3 года

Технико-экономический расчет данного проекта показал его высокую рентабельность. Таким образом, внедрение предварительной очистки (осветления) исходной воды на установке по производству метанола УПМ-40 принесет дополнительный экономический эффект, а также снизит экологические риски предприятия (сокращение потребления речной воды и снижение производственных стоков).

Предлагаемая разработка может применяться в составе комплексов водоподготовки химических и нефтехимических производств в качестве предварительной стадии очистки, когда исходной водой является поверхностный источник.



Снижение воздействия промышленных объектов на экологическую обстановку АГКМ

С. Н. Низамова., Н. Г. Трусов

Газопромислое управление ООО «Газпром добыча Астрахань»

В настоящее время на предприятии уделяется большое внимание экологической безопасности газодобывающего комплекса. Экологическая политика Общества «Газпром добыча Астрахань» направлена на уменьшение воздействия промышленных объектов на окружающую среду. Одним из факторов, негативно влияющих на экологическую обстановку, является выброс углеводородного газа, используемого для технологических нужд, в атмосферу.

Выброс загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу от стационарных источников Газопромислового управления в 2010 году, составил около 4 тыс. тонн.

На скважинах Астраханского газоконденсатного месторождения основными источниками выброса очищенного газа в атмосферу являются следующие устройства:

- станция управления фонтанной арматурой с пневмоприводами задвижек;
- блок осушки газа.

Для работы пневмоавтоматики используется очищенный газ. Очищенный газ представляет собой смесь легких углеводородов, большей частью из которых является метан.

Осушение очищенного газа производится с помощью блока осушки, в котором находятся два адсорбера, работающих в режиме осушки и регенерации. Один из них работает в режиме осушки, а второй в режиме регенерации. Регенерация адсорбера происходит за счёт подачи в него подогретого до определённой температуры очищенного газа. Сброс газа регенерации происходит в атмосферу.

После блока осушки осушенный газ подается давлением 30 кгс/см² и 7 кгс/см² на различные устройства автоматики, в том числе на станцию управления фонтанной арматуры. Станция предназначена для автоматического управления подземным клапаном отсекающим и двумя задвижками с пневмоприводами. В процессе управления происходит выброс очищенного газа в атмосферу из пневмоприводов и системы автоматики станции.

С целью уменьшения количества сбрасываемого газа в атмосферу предлагается использовать блок предварительного сбора и утилизации газа.

Блок сбора и утилизации газа будет представлять собой ёмкость, связанную различными устройствами и технологическими линиями.

Ёмкость для сбора газа предлагается связать с дренажными линиями высокого и низкого давления блока осушки газа, шкафа управления фонтанной арматурой СФК, пилотами быстрого сброса центральной и боковой задвижек фонтанной арматуры. В эти линии будут встроены обратные клапаны и жиклеры. Так же ёмкость будет оборудована предохранительным клапаном, сигнализатором давления и сигнализатором уровня, которые будут связаны с программно-логическим контроллером, предназначенным для управления процессом сбора и утилизации газа.



Программно-логический контроллер планируется связать с системой управления верхнего уровня АСУТП для визуализации процесса, а так же для возможности дистанционного управления данным процессом.

Ёмкость предлагается связать с уже существующим трубопроводом, по которому подается очищенный газ в тело факела под давлением 25 кгс/см² для предотвращения образования взрывоопасной смеси в теле факела в случае подрыва предохранительных клапанов (для образования газового затвора). На этой линии будет установлен компрессор высокого давления и обратный клапан.

Очищенный газ из дренажей блока осушки газа, шкафа управления фонтанной арматуры, а так же пилотов быстрого сброса боковой и центральной задвижек из-за разности давлений будет поступать в ёмкость. Движению газа в обратном направлении будут препятствовать обратные клапаны.

Встроенные жиклеры предназначены для сброса остаточного давления газа в атмосферу из трубопроводов. Предохранительный клапан предназначен для сброса давления из ёмкости в случае возрастания его выше критического.

При скоплении газа в емкости давление в ней будет постепенно увеличиваться. Когда давление возрастет до верхней технологической уставки, сигнализатор давления сформирует сигнал для программно-логического контроллера (ПЛК), который, в свою очередь, сформирует управляющий сигнал для запуска компрессора высокого давления, выкачивающего газ из ёмкости в тело факела. При понижении давления до нижней технологической уставки, компрессор отключится. Газ будет выкачиваться в уже существующую линию подачи очищенного газа в тело факела. Эта линия предназначена для образования газового затвора в теле факела, т.е. для предотвращения образования взрывоопасной смеси в нем. В этой линии находится регулятор давления. Благодаря регулятору, во время откачки газа из ёмкости, будет экономиться очищенный газ, проектно поступающий на факел для создания газового затвора.

Все приборы и агрегаты блока сбора и утилизации газа должны удовлетворять требованиям взрывозащиты Ex, так как блок предлагается устанавливать непосредственно на территории скважины. В частности, компрессор высокого давления должен обладать мощной системой охлаждения, так как высокая температура может способствовать воспламенению газовых смесей на территории скважины. Поэтому для откачки газа из ёмкости предлагается использовать поршневой компрессор высокого давления с воздушным охлаждением, предназначенным для сжатия воздуха и таких газов как водород, гелий, углекислый газ и метан.

Так же возможен вариант установки блока сбора и утилизации на установках предварительной подготовки газа для сбора очищенного газа с блоков осушки и пневмоприводов отсекающих кранов, расположенных на блоке входных манифольдов. В данный момент при закрытии этих кранов газ с пневмоприводов так же сбрасывается в атмосферу.

Таким образом, благодаря незначительным изменениям конструкции скважины блок сбора и утилизации существенно уменьшит воздействие промыслового объекта на окружающую среду, а так же снизит затраты очищенного газа, сжигаемого на факеле.



Сравнительный анализ работы долот и ВЗД на месторождениях Западной Сибири. Подбор ВЗД к корпусным долотам типа БИТ

*В. В. Обухов, А. С. Лоскутов, А. Е. Осипов
ДО ООО «АРГОС» — «Буровой инженерный сервис»*

На сегодняшний день бурение боковых стволов — основной способ восстановления существующего фонда бездействующих и низкодебитных скважин с извлечением остаточных запасов разрабатываемых месторождений и, как следствие, поддержания и увеличения объемов добычи нефти.

Одним из основных показателей, позволяющих оптимизировать работы, связанные с бурением боковых стволов, является коммерческая скорость. Одним из слагающих факторов, влияющих на изменение данного показателя, является проходка на долото и скорость механического бурения.

Основными технологическими факторами, влияющими, на сокращение сроков строительства скважин, являются:

1. Оптимальный подбор типа долота и ВЗД.
2. Выбор оптимального режима бурения (нагрузка на долото, расход промывочной жидкости, давление, скорость вращения ротора).
3. Оптимальный подбор типа бурового раствора к конкретному геологическому разрезу.
4. Простота проектных профилей и возможность бурения большей части ствола с вращением ротора, а также исключение ЗТС из состава КНБК на последнее долбление.

Оптимизация и применение данных технологических факторов дает увеличение механической скорости бурения и снижает сроки строительства скважины, увеличивает коммерческую скорость и, как следствие, дает значительный экономический эффект.

Основная цель работы

1. Провести сравнительный анализ по работе долот шарошечного типа НАТ и долот корпусного типа БИТ с разными типами ВЗД за 2010 г. и I кв. 2011 г. на месторождениях Западной Сибири.
2. Осуществить подбор ВЗД (винтового забойного двигателя) к корпусным долотам типа БИТ.

Типы винтовых забойных двигателей (ВЗД), применяемых при бурении боковых стволов

При бурении боковых стволов на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ—Западная Сибирь» компанией ООО «Буровой инженерный сервис» совместно с филиалом ООО «АРГОС» — ЧУРС применяются ВЗД производства ВНИИБТ — Буровой инструмент (в частности, ДРЗ–95С.5/6.50, ДРЗ–95С.6/7.28 и ДР-106.7/8.37).

Рассмотрим назначение, устройство на примере винтового забойного двигателя ДРЗ–95С.5/6.50.



Двигатель относится к машинам объемного (гидростатического) действия и предназначен для бурения наклонно-направленных, горизонтальных скважин диаметром 120,6÷123,8 мм с использованием в качестве рабочей жидкости техническую воду или буровой раствор плотностью до 1500 кг/м³. Основными деталями винтового забойного двигателя являются его рабочие органы — статор и ротор.

Условное обозначение ВЗД (винтовых забойных двигателей)

- ДР — двигатель с регулируемым узлом искривления;
- 3 — номер модели двигателя;
- 95 — наружный диаметр двигателя, мм;
- 5/6 — заходность (количество зубьев ротора/статора) — влияет на обороты и энергетические характеристики (мощность и момент силу на валу) — чем меньше заходность, тем выше обороты и энергетические характеристики;
- 50 — число шагов винтового зуба статора Х10.

Типы долот, применяемых при бурении боковых стволов

Трехшарошечное долото 123,8 НАТ 437 GL

Долото предназначено для бурения мягких пород с низкой прочностью на сжатие и высокой буримостью, такие как мягкий сланец, соль, глина, песчаник, мел, и т.п.

Достоинства этого долота состоят в следующем:

1. Сравнительно невысокая стоимость при хорошей износостойкости.
2. Одни из лучших показателей по средней механической скорости бурения от 4 до 10 м/ч на месторождениях Западной Сибири в сравнении с трехшарошечными долотами других производителей.
3. Хорошая управляемость при бурении в режиме слайда (направленном бурении).

Корпусные долота типа БИТ.

Используемое долото **123,8 БИТ ВТ 413 ТВН** из серии управляемых долот Ж123,8 мм имеет 4 лопасти с резами PDC 13 мм.

- **Т** — Оснащено резами повышенной стойкости
- **В** — Установка на обратном конусе калибрующей поверхности выбуривающих резов PDC
- **Н** — имеет несменные насадки.

Преимущества долот типа БИТ

1. Благодаря конструктивным особенностям момент сопротивления на долоте ниже, чем у аналогов.
2. Система отвода тепла от резов позволяет применение данных долот на скорости вращения до 400 об./мин..
3. Исключение аварий, связанных с оставлением шарошек.
4. За счет открытой гидравлической системы долота БИТ не склонны к образованию сальников.
5. Не требует дополнительных СПО для смены долота.



Анализ работы долот с различными типами ВЗД на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ—Западная Сибирь» за 2010 г. и I кв. 2011 г.

В работе приведен сравнительный анализ применения долота 123, НАТ 437 GL с различными типами ВЗД (ДР3–95.5/6.50 и ДР-106.7/8.37) на Повховском месторождении.

Сравнительный анализ проводился на наклонно-направленных скважинах с одинаковым типом проектных профилей при режимах бурения и параметров БР, незначительно отличающихся друг от друга.

По результатам сравнения получается что:

1. При работе с ДР3–95.5/6.50 механические скорости бурения выше, чем при применении ДР-106.7/8.37.
2. В основном для бурения боковых стволов в настоящее время компанией применяется в составе КНБК (компоновка низа бурильной колонны) двигатель **ДР3–95.5/6.50** и долото **123,8 НАТ 437 GL**. Данное сочетание «долото-ВЗД» является оптимальным и дает наилучшие результаты (средняя механическая скорость бурения $6 \div 10$ м/ч при средней проходке на долото 200÷300 м).
3. **ДР3–95.5/6.50** имеет преимущество при вскрытии продуктивных пластов, т.к. является менее прихватоопасным за счет переходов диаметров в конструкции корпуса двигателя по сравнению с ДР-106.7/8.37.

Анализ работы долот типа БИТ 123,8 ВТ 413 ТВН с различными типами ВЗД

При бурении с долотом БИТ 123,8 ВТ 413 ТВН достигнуты хорошие показатели по механической скорости 7–12 м/ч.

Долото № 3845 отработало на 3 скважинах, общая проходка составила 1043,6 м, на бурение с применением долот НАТ было бы использовано примерно 5 долот и дополнительные затраты времени на СПО, связанные со сменой долота.

Наиболее эффективно применять долота типа БИТ на пилотных стволах скважин с горизонтальным окончанием и на наклонно-направленных скважинах на Повховском месторождении, т.к. они не требуют дополнительных СПО для смены долота и включения в КНБК модуля ГК, резистивиметра.

Для предупреждения данных инцидентов и возможности безаварийного использования долот БИТ необходимо:

1. Оптимальный подбор пары «долото-ВЗД». ВЗД должен обеспечивать необходимый крутящий момент на валу для исключения подклинок долота при бурении.
2. В установленные сроки проводить дефектоскопию ВЗД, переводников и бурильного инструмента.
3. Не применять оборудование, отработавшее свой ресурс работы.
4. Строгий контроль за оборудованием (ЗТС).
5. Соблюдение режимов бурения (нагрузка на долото, частота вращения ротора, момент на роторе). Правильный вывод ВЗД из тормозного режима.



Подбор типа ВЗД к долоту БИТ 123,8 ВТ 413 ТВН

Требования к ВЗД для бурения с долотами типа БИТ

Для бурения долотами БИТ необходимо учитывать, что при выборе типа двигателя—проходка за оборот напрямую зависит от осевой нагрузки на долото.

Многие ВЗД не имеют достаточного крутящего момента, который необходим для достижения оптимальной проходки за один оборот долота. В связи с этим подбору пары «долото—забойный двигатель» необходимо уделять особое внимание. Бурение долотами типа БИТ по сравнению с трехшарошечными долотами требуют от ВЗД повышенных энергетических характеристик (крутящего момента на валу ВЗД, обороты вала, мощность).

Энергетические характеристики ВЗД зависят:

- от длины двигательной секции (рабочей пары);
- от заходности рабочей пары;
- от числа шагов статора.

Предложения по использованию ВЗД с долотом типа БИТ

Таким образом, для бурения с долотами типа БИТ подходит ВЗД с удлиненной рабочей парой и, соответственно, с большим крутящим моментом—он обеспечит более стабильную работу без резких срывов долота и резонансных явлений, связанных с тормозным режимом работы ВЗД и, соответственно, лучшей управляемостью при направленном бурении.

Двигатель ДР4–95 7/8. 68 с удлиненной рабочей парой 3,6 м имеет лучшие энергетические характеристики по сравнению с применяемым забойным двигателем ДР3–95 5/6. 50.

Условная экономическая эффективность применение долот БИТ

В работе приведена условная экономическая эффективность при использовании долот типа БИТ по сравнению с долотами НАТ на 1000 м проходки, рассчитанная только исходя из стоимости долот. В результате расчета видно, что за 2010 г. при применении долот типа БИТ экономия могла бы составить ориентировочно 4 221 558,1 руб.

Суммарный экономический эффект будет значительным, так как будет включать в себя снижение затрат времени на СПО при использовании долот типа БИТ в сравнении долотами 123,8 НАТ 437 GL по стоимости одного часа работы буровой бригады.

Например, боковой ствол длиной 800 м, пробуренный долотом БИТ за одно долбление. С долотом 123,8 НАТ 437 GL—это 4 долбления, на 3 СПО больше, чем с долотом БИТ. Затраты времени на 1 СПО около 14 час (при глубине скважины 2500–3000 м., итого 42 час. Получается, что при бурении одного бокового ствола длиной 800 м долотом типа БИТ экономия (исходя из экономии времени на спуско-подъемные операции) составляет около 776 370 руб. по сравнению с бурением долотом НАТ.

Заключение

В настоящее время существуют способы сокращения сроков бурения скважин методом боковых стволов без значительного изменения существ-



вующей технологии и привлечения финансовых средств, причем проведение испытаний не требует серьезных рисков.

В данной разработке мы попытались в полной мере раскрыть преимущества бурения и экономическую эффективность применения корпусных долот типа БИТ, а также подобрать забойные двигатели для бурения с корпусными долотами типа БИТ.

В результате вышеперечисленного возникает необходимость проведения опытно-промышленных работ. Опытно-промышленные работы предлагается провести с ВЗД **ДР4–95.7/8.68** производства ООО «ВНИИБТ — Буровой инструмент» и аналогичных (по энергетическим характеристикам) ему ВЗД **ДРУ1–98РС** с рабочей парой длиной 4 м и заходностью **5/6 (RS095N543)** и **6/7 (RS095N643)** производства ООО «Радиус-Сервис» в сочетании с корпусными долотами типа БИТ.

Интеллектуальная кустовая площадка

В. С. Пашнин, А. Б. Ёлбарсов
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» ЦДНГ-10

В литературе по автоматизации процессов нефтегазодобычи все чаще встречаются термины «интеллектуальная скважина», «интеллектуальный нефтепромысел». Им соответствуют вполне конкретные понятия, которые характеризуют автоматизированные скважины и автоматизированные нефтепромыслы как сложные системы в составе автоматизированного технологического комплекса нефтегазодобычи, для управления которыми необходим непрерывный мониторинг их состояния в реальном времени с поддержкой принятия решений специалистами на базе современных методов анализа процессов нефтегазодобычи.

Неотъемлемой составной частью интеллектуального нефтепромысла является система комплексного управления, которая состоит из средств АСУТП и средств искусственного интеллекта (анализ данных, выявление закономерностей и обнаружение тенденций, управления жизненным циклом).

Цель разработки — создание системы комплексного управления, обеспечивающей мониторинг, анализ и прогнозирование событий, происходящих на территории эксплуатируемой кустовой площадки № 923 Кокуйского м/р.

Решаемые задачи:

1. Повышение эффективности управления процессом добычи нефти;
2. Исключение человеческого фактора;
3. Оптимизация численности эксплуатационного и сервисного персонала;
4. Оптимизация затрат на сервисное обслуживание;
5. Обеспечение безопасности и предотвращение аварийных ситуаций.

Для организации интеллектуальной кустовой площадки разработана **«Концепция организации интеллектуальной кустовой площадки на базе гидропривода «Гейзер»**, которая предполагает комплексное управление кустовой площадкой с непрерывным мониторингом ее состояния и с под-



держкой принятия решений специалистами на базе современных методов анализа.

Для реализации Концепции интеллектуального куста скважин необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

1. *Создание автоматизированной системы управления, позволяющей осуществлять самодиагностирование, удаленный контроль и мониторинг за работой скважины и оборудования:*

Для создания автоматизированной системы управления необходимо:

- реализовать управление, с помощью контроллера, существующими электронными системами управления ГП ШГН;
- совместить управляющий контроллер (Master) с существующей SCADA-системой;
- смонтировать на скважинах оборудование (КИП) для автоматизации.

1. Управление ЭСУ ГП ШГН выполнено на базе контроллера SCADAPack 330 производства Control Microsystem. Данный контроллер реализует полноценную автоматизированную систему управления, позволяющую осуществлять самодиагностирование, удаленный контроль и мониторинг за работой скважины и оборудования.

2. Для совмещения контроллера SCADAPack с существующей SCADA-системой «Телескоп+», установлено программное обеспечение «ОПС-сервер», которое позволяет получать данные с контроллера и управлять им.

3. Для контроля технологических параметров работы скважины таких как:

- давление в линии (мПа);
- давление газа в затрубном пространстве (мПа);
- статический уровень (м);
- динамический уровень (м).
- смонтированы на скважинах датчики избыточного давления (на выкидном трубопроводе) и стационарные эхолоты (Микон 811–02).

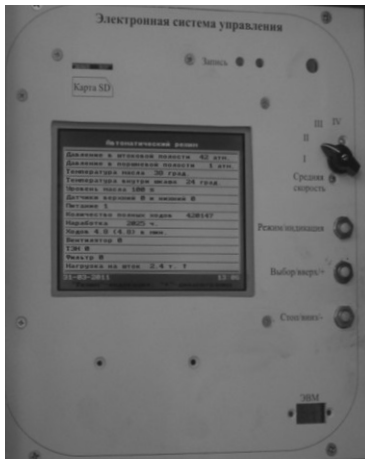


Рис. 1

Электронная система управления ГП ШГН (рис. 1) позволяет контролировать следующие технические и технологические параметры работы скважины и оборудования ГП ШГН:

технологические параметры работы скважины:

- динамограммы;
- число качаний (число двойных ходов);
- состояние скважины;
- нагрузка на штоке.

технические и технологические параметры работы оборудования:

- температура масла в баке;
- температура масла в шкафу;
- уровень масла в баке;
- давление в штоковой полости;
- давление в поршневой полости;
- время наработки.



Данная автоматизированная система управления на программном уровне позволяет ввести защитные уставки, срабатывающие на критическое отклонение от заданного режима:

- отклонение от допустимого значения давления в нефтепроводе;
- отклонение нагрузки на полированный шток от допустимого;
- значение динамического уровня ниже допустимого;
- давление в гидросистеме;
- температура масла в маслобаке и др.

Дистанционный контроль и изменение параметров работы скважин реализован:

В существующей SCADA системе «Телескоп+». С помощью клиентского локального пульта можно посмотреть мнемосхему интеллектуальной кустовой площадки (рис. 2).

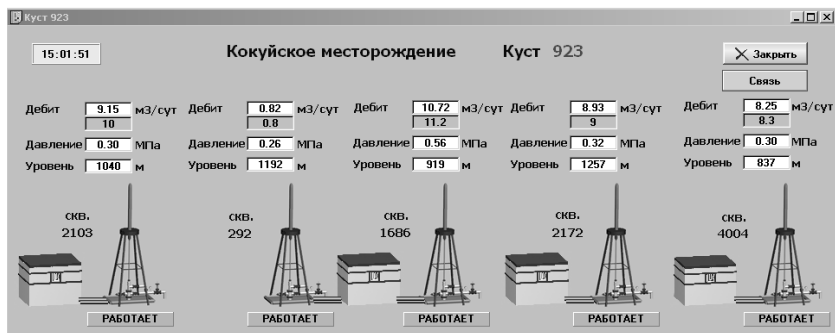


Рис. 2

При необходимости, контролировать индивидуальные параметры работы скважины и оборудования (на рис. 3 представлена мнемосхема скв. 2172)

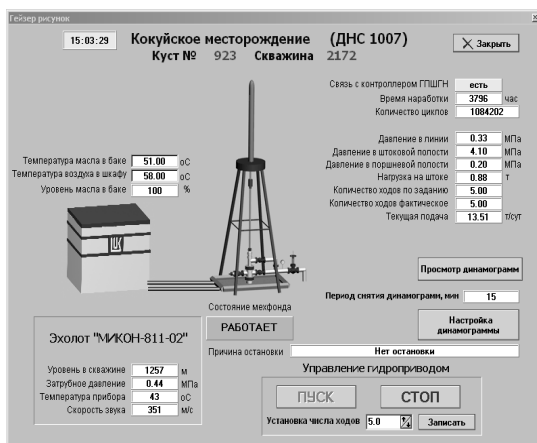


Рис. 3



Для просмотра динамограммы необходимо кликнуть на соответствующую кнопку на мнемосхеме скважины (на рис. 4 представлена мнемосхема скважины 4004 за 08.07.2011 г.)

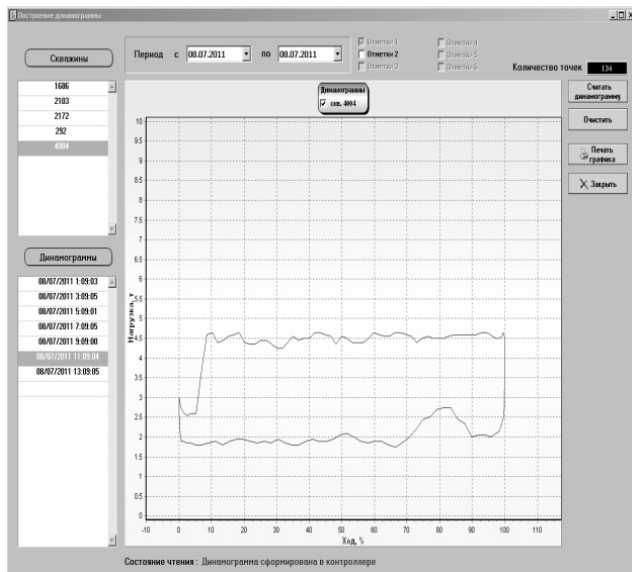


Рис. 4

С помощью мобильного устройства оператора, через сеть Wi-Fi можно наблюдать следующую мнемосхему (рис. 5), для реализации данной возможности на сервере системы «Телескоп+» организован Web-сервер.

ЛУКОЙЛ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ		ПРОЕКТ "ГЕЙЗЕР"		ВСЕГДА В ДВИЖЕНИИ	
КУСТ №923		СПРАВКА			
Скв. 4004 	Скв. 2172 	Скв. 1686 	Скв. 292 	Скв. 2103 	
ДАВЛ. ЛИНИИ 0.30 МПа	ДАВЛ. ЛИНИИ 0.33 МПа	ДАВЛ. ЛИНИИ 0.54 МПа	ДАВЛ. ЛИНИИ 0.27 МПа	ДАВЛ. ЛИНИИ 0.30 МПа	
ДАВЛ. ЗАТР. 0.52 МПа	ДАВЛ. ЗАТР. 0.34 МПа	ДАВЛ. ЗАТР. 0.56 МПа	ДАВЛ. ЗАТР. 0.38 МПа	ДАВЛ. ЗАТР. 1.59 МПа	
ДЕБИТ СУТ. 8.3м3/с	ДЕБИТ СУТ. 8.9м3/с	ДЕБИТ СУТ. 10.7м3/с	ДЕБИТ СУТ. 0.8м3/с	ДЕБИТ СУТ. 9.2м3/с	

Рис. 5



Через сеть GSM посредством обмена SMS-командами (сообщениями) между мобильным устройством оператора и смонтированным GSM-модулем в ЭСУ ГПШГН.

На рис № 6 представлена структурная схема организации телеметрии куста № 923 Кокуйского месторождения ЦДНГ-10 с гидроприводами «Гейзер». Принцип работы данной системы заключается в следующем. Контроллер SCADApack в реальном времени получает данные о работе скважины и оборудования с электронных систем управления ГПШГН и эхолотов по RS-485 интерфейсу (протокол Modbus). Далее передает через организованный канал передачи данных (широкополосный доступ (Radio Ethernet)) в АБК «Кокуй» ЦДНГ-10, где с помощью OPC-сервера эти данные становятся понятными для существующей SCADA-системы «Телескоп+». Оператор с помощью мобильного устройства (смартфона) через организованные точки доступа WI-FI (площадка 923 и ДНС-1007 Кокуйского месторождения) получает доступ к Web-серверу, который позволяет осуществлять дистанционный контроль и изменение параметров работы скважин. В случае отсутствия покрытия сети Wi-Fi оператор через GSM-сеть посредством SMS-запросов может получить основные параметры работы скважины, при необходимости произвести ее останов. Дистанционный контроль и изменение параметров работы скважин также осуществляется с помощью клиентского локального пульта SCADA «Телескоп+».

2. Организация системы охранного видеонаблюдения

На кусте № 923 установлено 2 камеры видеонаблюдения, которые позволяют осуществлять обзор всей кустовой площадки. Видеозапись осуществляется только в случае изменения статической картинке, что позволяет увеличить глубину данных архива (свыше 1-го месяца). Проекторы, установленные на мачте включаются в автоматическом режиме (в зависимости от освещенности), что позволяет осуществлять наблюдение даже ночью. Для сигнализации несанкционированного доступа на кустовую площадку используются охранные датчики.

Данные с сервера системы видеонаблюдения и охранных датчиков передаются через организованный канал передачи данных (широкополосный доступ (Radio Ethernet)) на рабочее место оператора, которое расположено на ДНС-1007 Кокуйского месторождения.

Организованный канал передачи данных (широкополосный доступ (Radio Ethernet)) на рабочее место оператора, которое расположено на ДНС-1007 Кокуйского месторождения.

3. Реализация искусственного интеллекта

При построении интеллектуальной кустовой площадки реального времени на основе интеллектуальных технологий, необходимо разработать программно реализуемый анализатор, обеспечивающий обработку данных реального времени, собираемых с датчиков электронной станций управления ГП ШГН и контрольно-измерительных приборов. Данный анализатор состояния скважины по произведенным замерам уровня эхолотом «Микон» и по замерам дебита АГЗУ должен выбрать параметры работы привода (число ходов, длина хода), при которых коэффициент

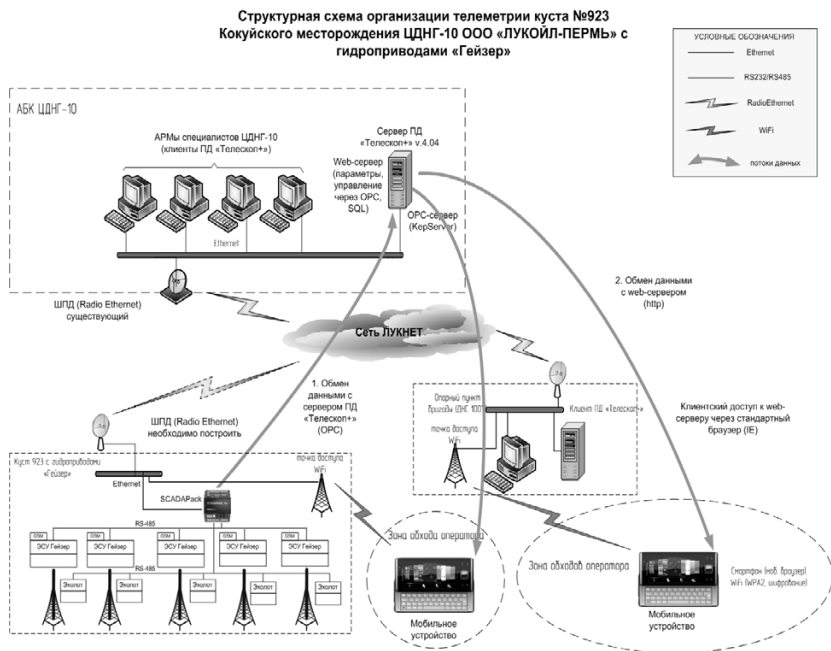


Рис. 6 Структурная схема организации телеметрии

подача будет максимальным. Когда система фиксирует момент достижения пика подачи, то считаем, что найден идеальный коэффициент подачи — фиксируем уровень¹.

Следующим этапом необходимо поддерживать полученный оптимальный уровень путем изменения числа ходов, для сохранения идеального коэффициента подачи.

4. Результаты внедрения концепции интеллектуального куста

Реализация концепции организации интеллектуального куста скважин № 923

на базе гидроприводов «Гейзер» позволит:

- 1) повысить эффективность управления процессом добычи нефти за счет оперативного контроля и управления технологическими параметрами работы скважины;
- 2) выполнять запросы о состоянии основных параметров скважин и отправлять команды управления через GSM сеть с мобильного устройства оператора;
- 3) получать сообщения об изменении состоянии скважин через GSM сеть на мобильное устройство оператора;
- 4) контролировать состояние основных параметров скважин и отправ-

¹ Коэффициент подачи определяется как отношение $Q_{\text{факт}}$ к $Q_{\text{теор}}$, где: $Q_{\text{факт}}$ — это фактический дебит (определяется с помощью АГЗУ), $Q_{\text{теор}}$ — задают технологи или условно можно принять равным 1.



- лять команды управления через сеть Wi-Fi с мобильного устройства оператора (смартфона);
- 5) предотвратить аварийные ситуации за счет установки защитных уставок, срабатывающих на критичное отклонение от заданного режима;
 - 6) исключить несанкционированный доступ к наземному оборудованию за счет организации системы охранного видеонаблюдения;
 - 7) оптимизировать численность эксплуатационного и сервисного персонала;
 - 8) оптимизировать затраты на сервисное обслуживание (изменение числа качаний, съем динамограммы и измерение динамического уровня скважины).

Заключение

Построение интеллектуального нефтепромысла реального времени требует поиска правильного сочетания традиционных информационных технологий с технологиями искусственного интеллекта и, в частности, с нейросетевыми технологиями.

Использование современных инструментальных средств, поддерживающих нейросетевые технологии, открывает путь для решения сложных интеллектуальных задач в условиях неопределенности. Для обеспечения требуемого уровня автоматизации интеллектуальных процессов, выполняемых нефтепромыслами, требуется разработка специализированных анализаторов данных реального времени, ориентированных на решение конкретных интеллектуальных задач, а также интегрирующего анализатора, выполняющего функции решающего блока.

На данном этапе интеллектуальная кустовая площадка работает в автоматизированном режиме, решение об изменении параметров работы скважин принимает оператор. Управление кустом скважин осуществляется дистанционно:

- через стационарный АРМ оператора, подключенный в корпоративную сеть;
- со смартфона, подключенного в корпоративную сеть через беспроводной канал Wi-Fi (если оператор находится вне досягаемости от стационарного АРМ);
- со смартфона, через сеть сотовой связи (GSM) с помощью обмена SMS сообщениями с электронными системами управления «Гейзер» (если оператор находится вне досягаемости от точек доступа в корпоративную сеть).

Система охранного видеонаблюдения позволяет осуществлять обзор и контроль несанкционированного доступа кустовой площадки с рабочего места оператора на ДНС-1007 Кокуйского месторождения.

Следующий этап—реализация средств искусственного интеллекта для анализа данных, выявления закономерностей и обнаружения тенденций, управления жизненным циклом, обслуживанием и эксплуатацией оборудования.

Совместное применение средств АСУТП и искусственного интеллекта должно облегчить управление кустовой площадкой в реальном времени и повысить эффективность использования основных фондов в нефтегазодобывающем производстве.



Применение контроллеров Sam Well Manager на Покровском месторождении

Н. А. Пискунов

ОАО «Оренбургнефть», ЦДНГ-1

На фонде скважин, оборудованных УШГН, имеется ряд проблем, обусловленный отсутствием своевременного контроля параметров работы, в результате чего происходят отказы наземного и подземного оборудования, увеличение эксплуатационных затрат. Большинство этих проблем возникает в результате отсутствия необходимого контроля параметров работы УШГН и, как следствие, отсутствие своевременного проведения мероприятий по обеспечению нормальной работы УШГН.

Данный проект направлен на решение задач контроля параметров работы, что позволит решить вышеперечисленные проблемы, снизить затраты на ремонт. Использование современных интеллектуальных контроллеров обеспечит решение таких задач как, автоматизация работы станка-качалки, оптимизация режимов работы оборудования, оперативное выявление аварийных ситуаций и несоответствия режимов эксплуатации оборудования, оперативная передача информации о состоянии объекта на пульт оператора по системе телемеханики.

Цель разработки

Внедрение эффективного метода контроля работы скважины в режиме «on-line», увеличение межремонтного периода работы скважин, снижение затрат на электроэнергию, снижение эксплуатационных затрат.

Научно-технические и экономические результаты

Расчет экономической эффективности был проведен по результатам проведения пилотного проекта на одной скважине ОАО «Оренбургнефть» в 2010 году и по результатам использования 30 контроллеров Sam Well Manager с июля по декабрь 2011 года. Полученная прибыль от внедрения данного проекта будет складываться из уменьшения количества отказов и снижения затрат на ремонт на 9.9 млн. руб. в год, снижения косвенных потерь нефти на период ремонта скважин на 4.5 млн. руб. в год, снижения потерь электроэнергии на 1.58 млн. руб. в год, со сроком окупаемости два года два месяца.

Состояние работы

Данная работа представляет собой завершённый проект по внедрению контроллеров Sam Well Manager и ПО «XSPOC» на 30 наиболее осложнённых скважинах оборудованных УШГН ОАО «Оренбургнефть». В настоящее время рассматривается возможность установки контроллеров на всем фонде УШГН ОАО «Оренбургнефть».



Сравнительные технико-экономические показатели с зарубежными аналогами

В данный обзор не вошли некоторые уже морально устаревшие контроллеры, а также контроллеры, не получившие широкого распространения и оставшиеся опытными образцами. Сравнительный анализ проведен на основе функциональных возможностей нескольких контроллеров:

- Контроллер Sam Well Manager фирмы «Lufkin Automation» является на сегодняшний день самым распространенным во всем мире. Контроллер предусматривает подключение аналоговых датчиков усилия и положения, а также дискретных датчиков положения, расположенных на валу электродвигателя и выходном валу редуктора. Данные с этих датчиков используются для контроля и управления работой насосной установки и для визуального отображения графических данных на жидкокристаллическом дисплее или на экране портативного компьютера в легком для понимания формате.
- Контроллер Sam Well Manager по формируемой динамограмме определяет степень заполнения жидкостью ствола скважины. Если анализ покажет, что скважина опустошена, то двигатель привода насоса отключается и скважина переводится в режим накопления. В этом режиме она снова заполняется жидкостью, после чего блок управления включает двигатель привода насоса и начинает откачку.
- Guardian фирмы «R&M Energy Systems» так называемые «бездатчиковые» контроллеры. Информацию об усилии и положении штока вычисляют через замер электрических параметров, значительный минус данной системы контроля заключается в том, что динамограмма, полученная таким способом, будет очень приближенной, что отрицательно скажется на качестве управления и на результатах диагностики.
- Контроллер iBEAM фирмы «eProduction Solutions» укрепляется с помощью струбины на балансире, на его верхней поверхности расположена солнечная батарея, обеспечивающая автономную работу устройства. Для работы в ночное время имеется встроенная аккумуляторная батарея. Непосредственно рядом с контроллером устанавливаются совмещенные датчики деформации и угла наклона балансира. Измеренные динамограммы передаются с помощью маломощного радиопередатчика на приемный терминал, расположенный возле блока управления электродвигателем. Усложняется эксплуатация данного контроллера в зимнее время в виду короткой продолжительности светового дня и недостаточности питания аккумуляторной батареи, также сравнительно высокой стоимостью солнечной батареи.

Отличительной особенностью Российских производителей является отсутствие непосредственно на объекте графических дисплеев с клавиатурой. В отечественных разработках для настройки предусматривается только подключение ноутбука, также отсутствует программное обеспечение, благодаря которому можно контролировать все параметры работы УШГН.

Область применения предлагаемой разработки

Данная система применима для всех скважин оборудованных ШГН совместно с наземным приводом станком-качалкой.



Система баз данных «Управление отходами»

В. В. Попов

ООО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка»

В современном мире при производстве товарной продукции, а также в результате жизнедеятельности человека образуется огромное количество отходов! Все они требуют проведения мероприятий по их размещению и утилизации. При установлении нормативов платы за размещение отходов производства и потребления в постановлении Правительства РФ от 12.06.2003 № 344 использована классификация отходов, по Федеральному классификационному каталогу отходов — ФККО (приказы МПР России от 02.12.2002 № 786 и от 30.07.2003 № 663)

Новые условия применения понижающего коэффициента к нормативам платы за размещение отходов и их бесплатного размещения по сравнению с ранее предусматривавшимися условиями выглядят следующим образом: нормативы платы за размещение отходов в пределах установленных лимитов по постановлению № 344 должны применяться с коэффициентом 0,3 при размещении отходов только на специализированных полигонах и промышленных площадках, оборудованных в соответствии с установленными требованиями и расположенных в пределах промышленной зоны источника негативного воздействия. Предусмотренное постановлением бесплатное накопление отходов на предприятии распространяется исключительно на размещение отходов, подлежащих временному накоплению в течение определенного срока для последующего использования в собственном производстве (в соответствии с техническим регламентом) или для передачи другим предприятиям. Первоначально этот срок составлял 1 год с момента размещения отхода, но постановлением Правительства РФ № 410 он был увеличен до 3 лет. Кроме того, этим же постановлением установлен норматив за размещение так называемых прочих отходов, к которым могут быть отнесены отходы, не подпадающие под категории отходов добывающей или перерабатывающей промышленности (табл. 1).

Таблица 1

Нормативы платы за размещение отходов производства и потребления

Класс опасности	Отходы	Норматив платы, руб./т
1-й	Чрезвычайно опасные	1739,2
2-й	Высокоопасные	745,4
3-й	Умеренно опасные	497
4-й	Малоопасные	248,4
5-й	Практически неопасные: в добывающей промышленности	0,4
	в перерабатывающей промышленности	15
	Прочие	8



Кроме того к данным суммам в зависимости от районирования применяются различные повышающие коэффициенты. **Таким образом, деятельность связанная с обращением отходов на предприятии, является центром затрат? Или нет?** Чем же является по сути своей «отход»? «Отходы» — непригодные для производства данной продукции виды сырья, его невозможные к употреблению остатки или возникающие в ходе технологических процессов вещества (твердые, жидкие и газообразные) и энергия, не подвергающиеся утилизации в рассматриваемом производстве (в т.ч. сельском хозяйстве и в строительстве).

Причём отходы одного производства могут служить сырьем для другого. Как правило, в категории отходов не включают природное вещество, невяно используемое в технологических циклах, воздух, его кислород, проходящую «транзитом» воду и т.п. Нередко не учитываются и энергетические отходы. При учете всех видов отходов количество полезного общественного продукта составляет не более 2% от вовлекаемых природных веществ и энергии (остальные 98% составляют отходы).

Для преодоления всех этих трудностей предложено создать базу данных обращения отходов и связать её с базой данных по проблемам производства. В частности в отметки полей базы данных вносятся «Наименование отхода», его основные физико-химические, агрегатные и прочие характеристики, имеющие значение при рассмотрении его в качестве Сырья для других процессов! (В настоящий момент заканчивается окончательная проработка и уточнение этих критериев).

Суть работы заключается в следующем: Какой-либо отход, например «Щелочные стоки с содержанием до 1% щёлочи» вносится в базу данных **ОТХОДЫ**. По основным, значимым для производства характеристикам, заполняем столбцы: плотность (1,02 кг/м³), pH (8–9), агрегатное состояние (жидкость), количество, образующееся за год (тонн). Далее переходим в базу данных **ПРОБЛЕМА ПРОИЗВОДСТВА**. Имеющуюся проблему (например: «Высокое содержание сероводорода в мазутах») предварительно расписываем по вариантам разрешения, заполняя по сути своей те же столбцы. Из курса химии известно, что раствор сероводорода в воде является кислотой, для нейтрализации которой необходима щёлочь — потому в графе pH среди вариантов решения пишем (>7), далее в графе агрегатное состояние заполняем «Жидкость», «Газ» — т.е. те вещества, которыми можно поглощать, и т.п. и количество требуемого поглотителя в тоннах). При нажатии кнопки **ПОИСК** происходит сопоставление первой и второй базы данных с выдачей в% количества найденных соответствий. Т.е. например в отчёте нам выдаст следующие результаты:

- «Щелочные стоки с содержанием до 1% щёлочи» — соответствие 95%,
- «Содержание аммиака в выбросах печи П-1» — соответствие 70%,
- «Отработанный катализатор процесса ХХХ» — соответствие 65%.

По полученным результатам возможно достичь исключения вещества из базы Отходы с соответствующей экономией на выбросах.

Несмотря на всю кажущуюся простоту данного алгоритма в условиях промышленных предприятий, где обрабатываются десятки и сотни тысяч отходов, которые невозможно держать одновременно в голове, данная система является крайне полезной!



Установка переработки газов деэтанзации

Ю. А. Попов

ООО «НОВАТЭК—Пуровский ЗПК»

Газ деэтанзации (ГД) завода «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК» — это углеводородная газовая фракция, образующаяся в процессе удаления метана и этана из сжиженных углеводородных газов с целью обеспечения ДНП ПБТ и ПТ не более 1,6 МПа. Углеводородный состав ГД меняется с изменением времени года, загруженности завода, задания на получение товарной продукции, содержания легких углеводородов в поступающем на переработку сырье. Кроме того, в состав ГД входят так называемые газы выветривания — углеводородные газы, сбрасываемые в коллектор газов деэтанзации из технологических аппаратов при регулировании в них давления. По проекту ГД направляется в топливную систему печей, что не является оптимальным решением, так как входящие в состав газа деэтанзации пропан и бутан могут быть выделены и реализованы в качестве товарной продукции по более высокой цене в сравнении со стоимостью природного газа, снижение потребления которого они компенсируют.

Основная цель проекта

Целью настоящего проекта является повышение экономической эффективности производства за счет выделения пропан-бутановой фракции из газов деэтанзации и реализации её в качестве товарной продукции по ГОСТ 52087–2003..

Данные для проектирования

Средний расход газа деэтанзации составляет 801 $\text{нм}^3/\text{ч}$.

Углеводородный состав ГД варьируется в зависимости от времени года, сырьевой нагрузки на завод, вида получаемой продукции (ПБТ, БТ, ПТ) и его количества.

Среднее содержание ПБФ в газах деэтанзации 72,3% массовых при годовом расходе ГД на уровне 6 922 000 нм^3 или 11 267 тонн, селективности 90%, количество пропан—бутановой фракции равно 7 331 тонн/год. Если цену на ПБФ взять на уровне 11 000 рублей/тонна, стоимость ПБФ, содержащемся в ГД, за год составит **80 641 000 рублей**.

Для проектирования выбраны три состава наиболее легкий, тяжелый и усреднённый за год. Легкий, как правило, наблюдается в зимнее время года, в соответствии с этим, в дальнейшем, именуется как условно «зимний». Тяжелый, соответственно, в летнее время года, именуется как условно «Летний». Усредненный за год, как «Годовой».

В таблице 1. представлен углеводородный состав сырья.

Планируемая установка должна быть способна перерабатывать как максимально возможный «легкий», по составу, газ деэтанзации, так и «тяжелый». Поэтому технологические расчеты необходимо произвести для этих двух составов. А при экономических расчетах использовать «годовой» состав.



Таблица 1

«Состав исходного сырья»

№	Газ деэтанализации	Зимний вариант	Летний вариант	Усредненный годовой
У/в состав:% масс.				
1	C_1	12,89	2,99	6,56
2	C_2	49,03	10,8	21,06
3	C_3	37,24	57,71	56,55
4	$i-C_4$	0,65	14,03	8,35
5	$n-C_4$	0,19	14,21	7,40
6	$i-C_5$	0,00	0,26	0,08
Сумма у/в		100,00	100,00	100,00

Подбор технологического процесса

Абсорбция и десорбция — это два основных массообменных процесса, на которых базируется абсорбционный метод разделения нефтяных и природных газов. Физическая сущность процессов заключается в достижении равновесия между взаимодействующими потоками газа и жидкости за счет диффузии (переноса) вещества из одной фазы в другую. Движущая сила диффузии определяется (при прочих равных условиях) разностью парциальных давлений извлекаемого компонента в газовой и жидкой фазах.

На газоперерабатывающих заводах абсорбцию и десорбцию проводят в абсорбционных и ректификационных аппаратах тарельчатого и насадочного типа.

На установках стабилизации завода из деэтанализованного конденсата (ДЭК) извлекают пропан-бутановую фракцию, с получением стабильного конденсата (СК). Использование СК как абсорбента позволит извлечь пропан-бутановую фракцию из сдуваемого газа, при этом в роли десорбера возможно использовать имеющиеся мощности установок стабилизации.

Газ деэтанализации подается под нижнюю тарелку абсорбционной колонны К-1, где пропановая, бутановая и частично этановая фракция поглощается стабильным конденсатом, подаваемым на первую тарелку. С верха колонны газ поступает в сепаратор С-1, где частично отбивается уносимый абсорбент. Насыщенный абсорбент с низа колонны, через С-2, возвращается на установку стабилизации и фракционирования газового конденсата в буферные емкости 239Е-1–1,2 для повторной переработки. Колонна К-1 состоит из 10 теоретических ступеней разделения. Давление верха 450 кПа.

Расход СК варьируется от 7000 до 12000 кг/ч в зависимости от состава газа деэтанализации.

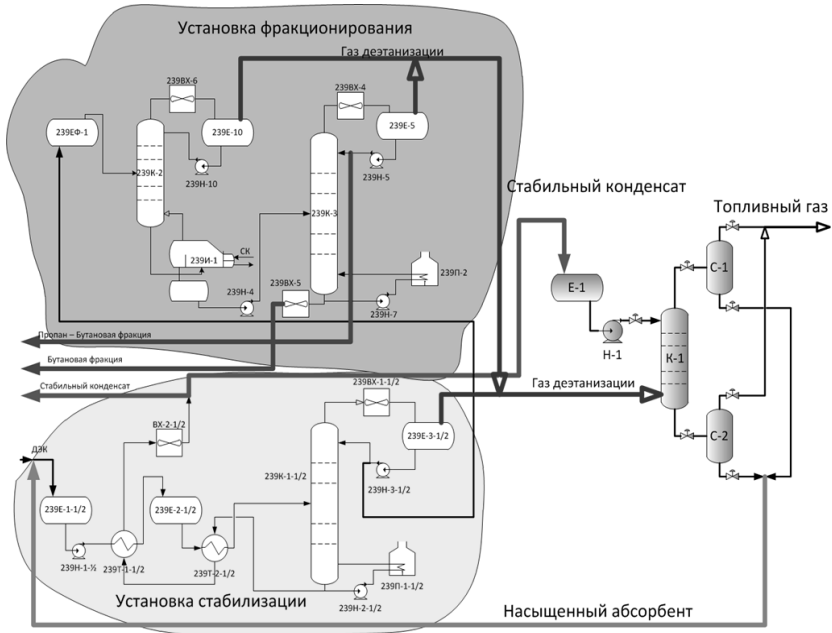


Рис. 1. Принципиальная схема взаимосвязи межцеховых взаимосвязей

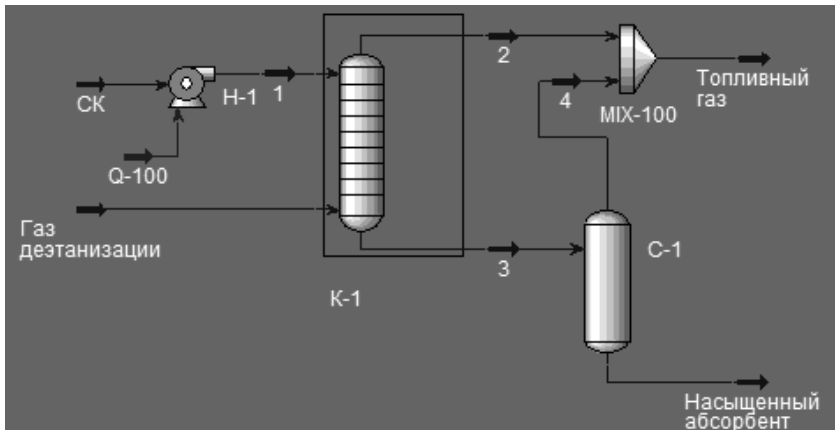


Рис. 2. Расчетная схема



Недостатки установки абсорбции стабильным конденсатом:

- Насыщенный абсорбент требует повторной переработки на установках стабилизации, что ведет к дополнительному увеличению переменных затрат.

Преимущества установки абсорбции стабильным конденсатом:

- Отсутствует необходимость компримирования газа деэтанализации.
- Высокая стабильность технологического процесса.
- Низкая металлоемкость.
- Отсутствует необходимость устанавливать десорбционные колонны, т.к. их функции может выполнить установка стабилизации.

Ожидаемые научно-технические, экономические и социальные результаты

В настоящее время существует возможность более рационального использования сырьевых ресурсов за счет дополнительной переработки газов деэтанализации.

Проведен анализ различных технологий переработки газов деэтанализации. Наиболее эффективной признана абсорбция стабильным конденсатом, основным преимуществом которой является отсутствие необходимости строительства десорбционных аппаратов и, как следствие, экономия капитальных вложений.

Выполненные расчеты показали возможность переработки на установке абсорбции газов деэтанализации различного фракционного состава.

Необходимые капитальные вложения, с учетом проектных и монтажных работ, равны **108 100 000 рублей**. Чистый дисконтированный доход за 10 лет эксплуатации составит **122 159 000 рублей**. Дисконтированный срок окупаемости **4 года 6 месяцев**.

Развитие малой гидроэнергетики на объектах ОАО «Удмуртнефть»

А. Н. Попов

ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»

Применение технологий, позволяющих уменьшить затраты на электроэнергию при разработке месторождений, имеет актуальность. Выбор данной темы обоснован тем, что на малых реках, расположенных в районах месторождений ОАО «Удмуртнефть» были выявлены перспективы для развития малой гидроэнергетики.

С 2010 года вступил в силу открытый рынок закупок электроэнергии. В этом ракурсе для предприятий с энергоёмким производством обретает значение разработка собственных источников генерирования электроэнергии. Строительство малых ГЭС является для ОАО «Удмуртнефть» первой попыткой выработки собственной электрической энергии с помощью технологий гидроэнергетики.

Одним из наиболее эффективных направлений развития нетрадиционной энергетики является использование энергии небольших водотоков



с помощью малых ГЭС. В России сегодня эксплуатируются около 300 малых ГЭС суммарной мощностью 1ГВт, планируется увеличение мощности малых ГЭС в 2015 году до 2200 МВт. Ожидается, к 2020 году общая мощность малых ГЭС в мире увеличится вдвое.

Преимущества проекта строительства малых ГЭС на рассматриваемых реках

- Выработка электроэнергии не зависит от погодных условий, постоянна во времени и по качественным характеристикам (мощность, напряжение, сила, частота тока).
- Установка гидроагрегатов производится на действующих гидротехнических сооружениях, что позволяет значительно снизить капитальные затраты на строительство малых ГЭС.
- Низкая себестоимость вырабатываемой электроэнергии.
- Малые ГЭС работают в автономном режиме и требуют только технического обслуживания с периодичностью 1 раз в 5 лет.
- Продолжительный срок службы — до 40 лет и более при минимальном обслуживании.
- Возможность применения как резервного источника электроэнергии.
- В процессе выработки электроэнергии малая ГЭС не производит парниковых газов и не загрязняет окружающую среду продуктами горения и токсичными отходами.

Расчёт вырабатываемой мощности объектов на примере МГЭС на р. Вотка

Параметры	Значение и размерность
H, перепад между верхним и нижним бьефом	6,9 м
Q, расход воды за секунду	0,650 м ³ /с**
g, ускорение свободного падения	9,81 м/с ²
КПД гидроагрегата	0,79
Потери мощности при повышении напряжения 0,4/6 кВ	0,16 кВт
Потери мощности при передаче электроэнергии по ВЛ 6кВ длиной 200 м	2,5 кВт

$N = H \cdot Q \cdot g \cdot \mu$ — формула расчёта вырабатываемой мощности.

$N = 6,5 \cdot 0,65 \cdot 9,81 \cdot 0,79 - 0,16 \text{ кВт} - 2,5 \text{ кВт} \approx 30 \text{ кВт}$ — расчёт вырабатываемой мощности МГЭС на р. Вотка.



Расчёт вырабатываемой мощности на рассматриваемых объектах

Месторождение, объект	Параметры объектов			
	Расход*, м ³	Уровень**, м	Расстояние до сети, м / потери при передаче электроэнергии, кВт	Выраба- тываемая мощность, кВт
Лозюльско - Зуринское, р. Чепца	3 3 , 4	3	6000 / 75	700
Бегешкинское, р. Иж	2	3	400 / 3,31	37
Ельниковское, р. Кырыкмас	1,3	3,8	250 / 2,82	31
Чутырское, р. Нязь	1 , 1 5	4,5	300 / 2,99	33

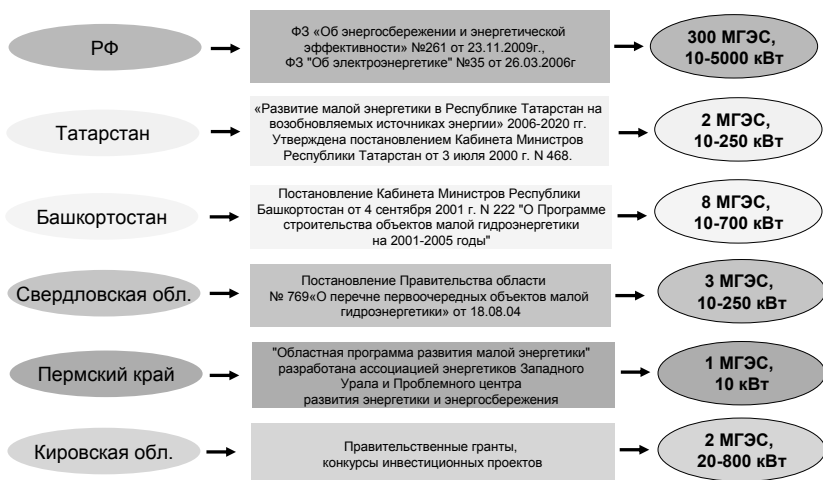
* По данным гидрологических работ выполненных КБВУ, обеспеченность расхода 95%.

** По материалам топографических изысканий и результатам измерений GPS навигатора GSR 2700 ISX.





Развитие малой гидроэнергетики в РФ и в соседних с УР регионах



Перспективы развития малой гидроэнергетики в дочерних обществах ОАО НК «Роснефть»



Заключение

Согласно проведённым исследованиям применение технологий малой гидроэнергетики на объектах ОАО «Удмуртнефть» с необходимыми характеристиками расхода и уровня падающей воды имеет перспективы. Строительство сети малых ГЭС позволит вырабатывать энергию в количестве 7,3 ГВт*ч в год. Выработанная энергия будет



дополнять традиционные источники энергии при разработке месторождения. Окупаемость проекта составит 4,5 года, а за 40-летний срок службы малые ГЭС выработают 291ГВт*ч электроэнергии. Таким образом, экономия для ОАО «Удмуртнефть» составит за 5-летний срок 11 млн. рублей, а за 40-летний срок службы оборудования 3 млрд. рублей. При реализации проекта сохраняются функции водохранилища как нефтеловушки, отсутствует отрицательное влияние на природный ландшафт и качество воды: она полностью сохраняет свои природные свойства.

В районах разработки месторождений нефти и газа с горной и холмистой местностью большая вероятность существования малых рек, обладающих достаточным потенциалом для выработки электроэнергии. Применение технологий малой гидроэнергетики позволит сократить затраты на электроэнергию при разработке месторождений, что в нынешних экономических и производственных реалиях имеет значение. Малые ГЭС просты и надёжны в эксплуатации, имеют продолжительный срок службы, а себестоимость вырабатываемой энергии в разы ниже по сравнению со стоимостью закупаемой электроэнергии.

Энергосберегающая стратегия предприятия заключается в создании собственных источников вырабатывания энергии, что не только снизит затраты на разработку месторождений, но и повысит имидж компании.

Дифференциальный метод подхода к использованию ингибитора гидратообразования

А. В. Попова

Филиал ООО «ГазпромПХГ» «Совхозное УПХГ»

Целью представленной работы является разработка метода рационального и эффективного использования ингибитора гидратообразования.

При этом необходимо провести анализ состояния скважин и шлейфа и установить зависимость расхода ингибитора гидратообразования от состояния скважины (шлейфа).

Настоящая работа может быть предложена для включения в «Программу энергосбережения и повышения энергетической эффективности дочернего общества (организации) ОАО «Газпром», утвержденная начальником Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа О.Е. Аксютиным.

Основные способы повышения эффективности энергосбережения осуществляются путем оптимизации использования топливно-энергетических ресурсов, внедрения энергосберегающих технологий и оборудования, осуществления энергосберегающих мероприятий.

В данной работе рассматривается способ оптимизации использования топливно-энергетических ресурсов с целью повышения эффективности энергосбережения.



Основными элементами рассматриваемой системы (далее — системы) являются:

1. Скважины;
2. Шлейфы;
3. Блоки входных ниток.

В технологической цепочке системы сбора и промышленной подготовки газа выделяются зоны возможного гидратообразования и предусматриваются точки ввода ингибитора гидратообразования, в качестве которого в Совхозном УПХГ применяется метанол.

Из опыта эксплуатации Совхозного подземного хранилища газа было отмечено, что в начальный период отбора жидкостной фактор газа меньше, чем в последующие периоды (середина и конец отбора). Соответственно, сухой газ начального периода отбора менее подвержен гидратообразованию. Что представлено на графиках анализа гидратообразования и влагосодержания в процессе отбора газа из Совхозного ПХГ (рис. 1). Данный анализ проведен по результатам отбора в периоды 2009–2010 гг. и 2010–2011 гг.

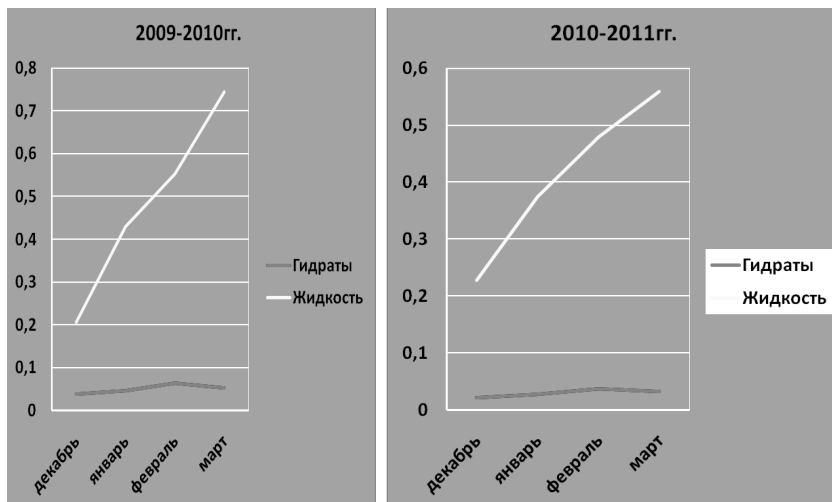


Рис. 1. Анализ гидратообразования и влагосодержания в процессе отбора газа из Совхозного ПХГ

Графики наглядно отображают зависимость увеличения количества жидкости при уменьшении пластового давления в процессе отбора газа из ПХГ. Соответственно, с увеличением влагосодержания в газе увеличивается вероятность образования гидратов. По графикам пик гидратообразования приходится на февраль. В дальнейшем происходит снижение гидратообразования. Данное явление объясняется изменением технологических параметров работы ПХГ, а именно снижением давления в шлейфе скважины и ростом температуры. Снижение давления в шлейфе скважины произошло по техническому заданию



ЦПДС. Рост температуры связан с уменьшением перепада давления в технологической цепочке системы сбора и промышленной подготовки газа по причине падения пластового давления в ПХГ в процессе отбора газа.

Исходя из вышесказанного, учитывая зависимость гидратообразования от влагосодержания в газе и технологических параметров работы ПХГ (давления и температуры) подача ингибитора гидратообразования в начальный период на устье скважины необходима в меньшем количестве по сравнению с последующими периодами.

Для определения вышеуказанной зависимости проведены следующие расчеты:

1. Определение условий гидратообразования газа Совхозного УПХГ (представлено на рис. 2);

$$\ln P = -7869,766213/T + 29,3778$$

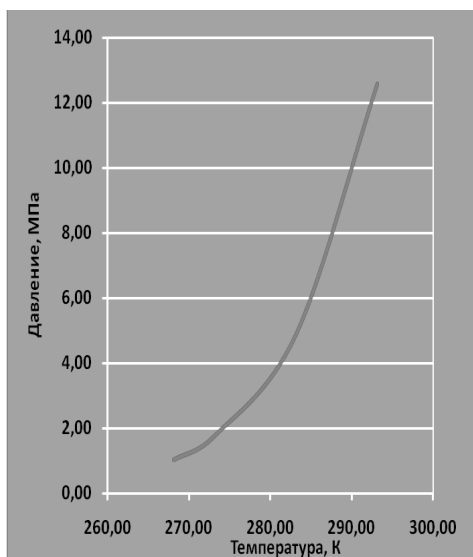


Рис. 2. Условия гидратообразования газа Совхозного ПХГ

2. Определение расхода ингибитора гидратообразования при различных параметрах работы системы.

Задача расчета заключается в определении оптимального расхода метанола, подаваемого на устье скважины с целью ликвидации гидратообразования и повышения работоспособности скважин.

Методика расчета расхода ингибитора гидратообразования разработана на основе анализа опыта, методических и промысловых материалов газодобывающих предприятий (ООО «Газпром добыча Уренгой», «Газпром добыча Ямбург» и др.) и ведущих научно-исследовательских и проектных институтов ОАО «Газпром» (ООО «ВНИИГАЗ», ООО «ТюменНИИгипрогаз» и др.).

Исходные данные для расчетов приведены в табл. 1.



Таблица 1

Исходные данные

Этап	Рпл	Тпл	Рк	Тк
1	12,5	285	5,2	269,3
2	10,65	285	6	266,4
3	9,55	285	5,0	273

В данной работе рассматривались 3 этапа периода отбора газа из ПХГ (по объему отобранного газа из ПХГ)—начальный этап, средний и конечный. При этом в исходных данных $P_{пл}$, $T_{пл}$ —начальные условия или точка 1, а P_k , T_k —«защищаемая» от гидратообразования точка 2 находится в конце шлейфа на БВН.

Расчет производится в несколько этапов:

Определяется влагосодержание газа в зависимости от давления и температуры по формуле:

$$W = \frac{0,457}{P} \cdot \exp(0,0735 \cdot T - 0,00027 \cdot T^2) + 0,0418 \cdot \exp(0,054 \cdot T - 0,0002 \cdot T^2).$$

Определяется концентрация метанола в водной фазе в точке 2, используя следующую формулу:

$$\Delta'' + (81 - 0,22 \cdot \%_2 + 0,005 \cdot \%_2 \cdot ({}_2 - 7,5)) \cdot \ln\left(\frac{100 - X_2}{100 - 0,4378 \cdot \%_2}\right) = 0.$$

Определение расхода ингибитора гидратообразования, который можно определить по следующей формуле:

$$G = \frac{(W_1 - W_2) \cdot X_2}{X_1 - X_2} + 0,1 \cdot a \cdot X_2,$$

где a —отношение содержания ингибитора, необходимого для насыщения газовой фазы, к концентрации метанола в отработанном водном растворе. Его значение в зависимости от давления и температуры для метанола определяем по графикам (рис. 3).

Аналогичный расчет можно провести по формуле СТО Газпром 3.1–3–010–2008:

$$G = \frac{(W_1 - W_2) \cdot X_2}{X - X_2} + \frac{100 - X_2}{X - X_2} \cdot Q.$$

Произведя соответствующие расчеты для 3 этапов периода отбора газа из ПХГ, получаем следующие результаты:

Расход ингибитора гидратообразования

1 период $G = 153,8$ г/тыс м³

2 период $G = 354,8$ г/тыс м³

3 период $G = 95$ г/тыс м³

Средний расход ингибитора гидратообразования $G = 205$ г/тыс м³

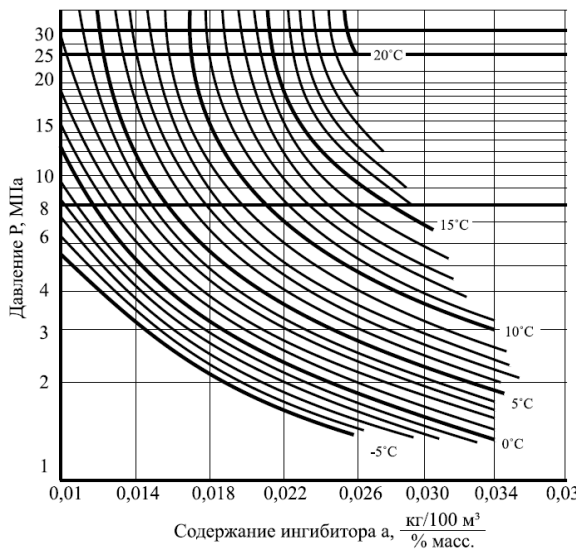


Рис. 3. График зависимости давления от значения a

На рис. 4 представлено изменение удельного расхода метанола, необходимого для предотвращения гидратообразования, на различных этапах периода отбора газа из ПХГ. Данные изменения отображены на фоне нормативного показателя расхода метанола (300 г/тыс м³ отобранного газа). Данный показатель зависит только от отбора и не учитывает фактическое состояние системы. График наглядно отображает зависимость удельного расхода метанола от влагосодержания, давления и температуры газа.

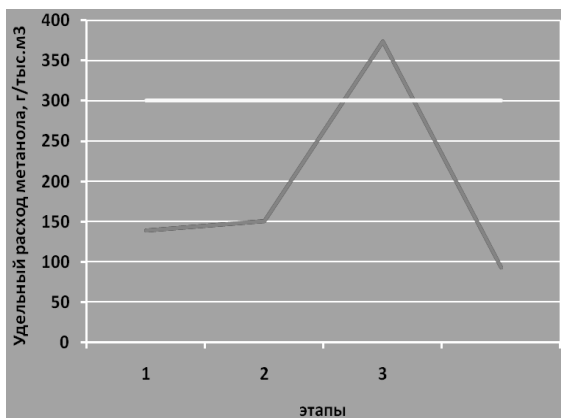


Рис. 4. Изменение удельного расхода метанола, необходимого для предотвращения гидратообразования, на различных этапах периода отбора газа из ПХГ



Методика определения оптимального расхода метанола в зависимости от состояния системы может быть применена на практике операторами по добыче газа. С этой целью разработана программа определения необходимого количества подаваемого на устье скважины метанола (в зависимости от давления и температуры) в Excel (рис. 5). Пластовые условия предоставляются геологической службой еженедельно, а рабочие параметры выведены на шит управления в операторной ОПС — рабочее место оператора по добыче газа.

Исходные данные	
$X_1 =$	
$P_{пл} =$	
$T_{пл} =$	
$P_k =$	
$T_k =$	
Расчеты	
$W_1 =$	
$W_2 =$	
$X_2 =$	
G =	

Рис. 5. Программа определения необходимого количества подаваемого на устье скважины метанола (в зависимости от давления и температуры) в Excel

Проведя анализ расхода ингибитора гидратообразования за весь период отбора 2010–2011 гг., используя предложенную дифференциальную методику, получаем расход ингибитора гидратообразования за весь период отбора 600 тн. Фактически за период отбора 2010–2011 гг., используя нормативный показатель расхода метанола, израсходовано 834,9 тн. Таким образом, методика позволила бы сэкономить 234,9 тн метанола в период отбора, что в денежном выражении составляет 1,91 млн. руб.

Применение дифференциального метода является экономически целесообразным, энергосберегающим способом поддержания системы в работоспособном состоянии, предотвращающим процесс образование гидратов. Принятые методы расчетов расхода ингибитора гидратообразования возможны к применению и в других филиалах ООО «Газпром ПХГ».



Применение установки по переработке нефтешлама на объектах ОАО «НК «Роснефть»

Е. О. Пугьева

ООО «РН-Пурнефтегаз»

Все стадии нефтепользования, начиная с разведки и добычи нефти и заканчивая использованием нефтепродуктов, приводят к сильному загрязнению окружающей среды. При этом самую большую концентрацию загрязнителя получает человек, так как находится на последнем трофическом уровне экологической пирамиды биомасс и потребляет вещество и энергию со всех других уровней. То есть, человек, оказывая антропогенное давление на окружающую среду, сам оказывается обладателем самого высокого уровня загрязнения и сталкивается с законом «бумеранга»; так часто и совершенно справедливо называют закон распределения загрязнителей в зоне жизни.

Целью проекта является обоснование необходимости применения новых технологий переработки крупнотоннажных отходов производства.

Задачи данной работы:

- сравнение затрат на хранение и переработку нефтешлама;
- обоснование необходимости переработки нефтешламов.

Существенные загрязнения окружающей среды происходят от разливов нефти, сброса сточных вод, сжигания или захоронения нефтяных отходов.

По своему происхождению нефтешламы подразделяются на следующие группы: сбросы при подготовке нефти в добывающих предприятиях; продукты зачистки нефтяных резервуаров; нефтесодержащие промывочные жидкости, используемые при ведении буровых работ; сбросы, образующиеся при испытании скважин и капитальном ремонте; аварийные разливы при добыче и транспортировке нефти; амбарные дегидратированные нефти. Все эти нефтяные шламы состоят из нефте-водных и водо-нефтяных эмульсий с определенной долей твердых фракций, состав и количество которых зависят от конкретных условий образования. Учитывая ежегодное накопление нефтешламов, все возрастающие требования к охране окружающей среды, проблема переработки приобретает из года в год все большее значение.

Нефтешламы нефтеперерабатывающих и нефтедобывающих предприятий, образующихся в процессе добычи, переработки нефти и очистки сточных вод, представляют собой смесь осадков и эмульсий, задержанных на очистных сооружениях, которые собираются и накапливаются в прудах — шламонакопителях и при хранении разделяются на три слоя: верхний — трудноразделимая эмульсия, средний — загрязненная вода, донный — собственно осадок с большим содержанием механических примесей.

Проблема утилизации нефтесодержащих шламов остается до сих пор одной из наиболее технически сложных и дорогостоящих в общем комплексе проблем охраны окружающей среды.

Образующиеся в разных условиях при добыче и подготовке нефти нефтесодержащие шламы до настоящего времени не нашли эффек-



тивных промышленных способов их переработки в России и остаются источниками загрязнения окружающей среды с возрастающими объемами накопления.

Амбары занимают значительные площади. При содержании амбаров возникает необходимость периодического слива воды, так как накапливающаяся под воздействием атмосферных осадков, имеющая определенную минерализацию при сливе поверхностным стоком вода загрязняет не только почву, но и пресноводные горизонты. Загрязнение атмосферного воздуха происходит при испарении углеводородов с поверхности нефтешлама.

Широкий спектр физико-химических свойств нефтешламов и различные условия их образования и хранения явились следствием применения многочисленных технологий переработки. По целям переработки: переработка нефтешламов в сырье; переработка нефтешламов в готовую продукцию—битум, котельное топливо, нефтекокс и др.; уничтожение методом сжигания и биологического разложения; применение в качестве сырьевых добавок при производстве керамзита, асфальтобетона, гидроизоляционных материалов для строительства. По методу переработки: термическая—это сжигание в открытых амбарах, печь различных типов и конструкций, получение битумных остатков; физическая—захоронение в специальных могильниках, разделение в центробежном поле, вакуумное фильтрование и фильтрование под давлением; химическая—экстрагирование с помощью растворителей, отверждение с помощью диспергирования негашеной известью или химически активных неорганических и органических добавок; биологическая—биологическое разложение в почве, непосредственно в местах хранения, биотермическое разложение с применением специального оборудования; физико-химическая—применение специально подобранных реагентов, изменяющих физико-химические свойства, с последующей обработкой на специальном оборудовании.

Использование нефтяных шламов возможно по нескольким направлениям. В частности, при обезвоживании и сушке этих отходов возможен их возврат в производство с целью последующей переработки по существующим схемам в целевые продукты. Возможно также использование их как топлива, однако это связано с большими материальными затратами.

Основной целью обработки нефтешламов является получение продукта, безвредного в санитарном отношении, качественный состав и свойства которого при использовании или складировании (захоронение) должны быть безопасны для окружающей среды.

Эта задача может быть решена при комплексном подходе, основанном на принципе безотходной технологии, одним из которых является рециркуляция нефтешлама в повторное производство, например для котельного топлива, сырья нефти и др.

1. Технологическое решение

Система **OCSS—50** представляет собой замкнутую технологическую линию по предварительной обработке и подготовке нефтешлама, его удаления из мест хранения (резервуаров или амбаров), предварительного



разделения на твердую и жидкую фракции, дальнейшее глубокое разделение на трех фазном декантере на нефтепродукт, воду и твердый осадок и удаления продуктов разделения из установки. В процессе переработки нефтешламов на установке применяется автоматическая система приготовления и дозирования высокоэффективных реагентов для получения максимального результата разделения шлама на составляющие фракции. Весь технологический процесс переработки нефтешламов автоматизирован и требует минимальное участие персонала в рабочем процессе. Контроль и управление процессом переработки осуществляется из помещения оператора включающего мобильную мини лабораторию для определения оптимальных параметров обработки нефтешламов, концентрации и дозы реагентов. Помещение оператора оборудовано рабочими столами, вытяжным вентилятором, электрообогревателем, освещением, первичными средствами пожаротушения. Все электрооборудование, смонтированное на установке, имеет необходимые средства запуска, остановки и сигнализации в соответствии с требованиями электробезопасности. Оборудование и агрегаты, работающие под избыточным давлением, имеют все необходимые элементы защиты и регулирования. Показания об основных параметрах работы системы и аварийные сигналы отображаются на центральном пульте управления. Все технологическое и вспомогательное оборудование установки **OCSS—50** смонтировано на специальных автомобильных трейлерах, предназначенных для транспортировки по дорогам общего пользования автомобилями Урал, КраЗ, МАЗ. С этой целью система имеет все необходимые разрешения и сертификаты, необходимые для транспортировки и использования в РФ.



2. Экологическое обоснование технологических решений

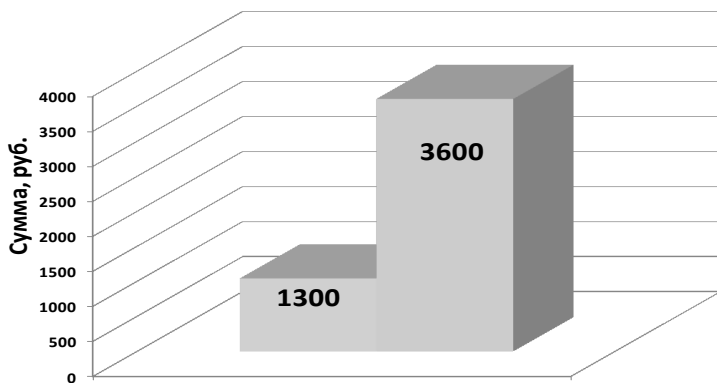
Характеристика нефтяного шлама:

- 3 класс опасности;
- 3 класс токсичности;
- агрегатное состояние — вязкий;
- нерастворим;
- летуч;
- влажность 85%;
- непожароопасен;
- невзрывоопасен;
- высокой реакционной способности нет;



- качественный состав: нефть, вода, механические примеси;
- количественный состав в% масс.: нефть — 50%, вода — 35%, механические примеси — 15%.

3. Сравнительная оценка



- 1300,0 рублей стоимость переработки 1 тонны нефтешлама;
- 3600,0 рублей размещения 1 тонны нефтешлама.

Учитывая количество накопленного нефтешлама и темпы его образования, все возрастающие требования к охране окружающей природной среды, проблема переработки нефтяного шлама приобретает из года в год все большее значение.

4. Техничко-экономические показатели

РВС 100000м ³	ОССС-50	Вручную
Откачка нефти	5 дней	30 дней
Внутренняя очистка (В.О.)	6 дней	24 дня
Общее время простоя РВС	12 дней	54 дня
Количество утилизируемых отходов	100м ³ 750бр	80 м ³ 503 бр

Эффект от внедрения модели

1. Нефтяной шлам, образующийся при подготовке нефти и подготовленной воды, не перерабатывается и не утилизируется. В результате этого происходит загрязнение окружающей природной среды углеводородами, содержащимися в нефтяном шламе. Затраты на размещение образующегося нефтешлама и хранение накопившегося в 2007 году составят — 123614,43 тыс. рублей, 2008 году — 126221,61 тыс. рублей, 2009 году — 148744,79 тыс. рублей, 2010 году — 166343,28 тыс. рублей.

2. Предложена комплексная технологическая схема переработки нефтяного шлама мощностью 3346 тонн в год, работающая 12 месяцев в году



3. Преимуществом установки по переработке нефтяного шлама является энергосбережение и низкая себестоимость переработки нефтешлама.

4. В результате внедрения природоохранного объекта годовой экономический эффект составит 14430339,55 руб./год, предотвращенный эколого-экономический ущерб 19885737,6 руб., себестоимость переработки 1 тонны нефтешлама составит 1035,96 руб., срок окупаемости капитальных вложений 0,82 год.

Выводы

В данной работе проведен анализ экологической обстановки на объектах «РН-Пурнефтегаз» в области обращения с отходами (нефтяной шлам), образующимися при подготовке нефти и подтоварной воды.

Экономическая эффективность от реализации проекта 1,37 руб./руб., что много больше нормативного коэффициента эффективности (0,15), следовательно, внедрение предлагаемой технологии является выгодным мероприятием природоохранного и ресурсосберегающего назначения.

Применение корректора подачи долота для увеличения механической скорости бурения и стойкости долота

И. В. Пырков

Департамент бурения ОАО «Оренбургнефть»

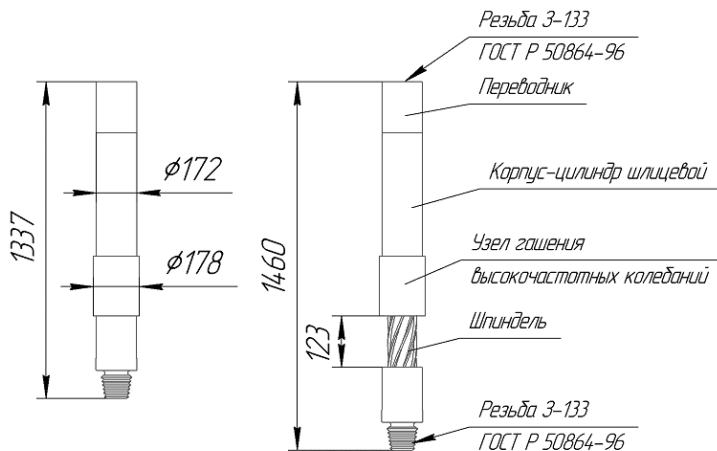
1. Корректор подачи КПД-172М-127 предназначен:

- для обеспечения оптимального равномерного нагружения долота осевой нагрузкой, когда в результате трения движение буровой колонны осуществляется неравномерно, рывками;
- для снижения продольных и крутильных ударных нагрузок, действующих на КНБК в процессе бурения;
- для получения максимального результата от забойного двигателя и долота при бурении скважины;
- для увеличения механической скорости бурения;
- для повышения стойкости вооружения долота;
- для увеличения срока эксплуатации элементов КНБК.

Рекомендуемое место установки—над забойным двигателем.

Область применения—бурение скважин.

Устройство содержит шлицевой корпус-цилиндр, внутри которого подвижно расположен шпиндель, взаимодействующий с ним по винтовым шлицам. Ход шпинделя внутри корпуса ограничивается поршнем, на котором размещены уплотнительные герметизирующие кольца. На поршне закреплен корпус дросселя, взаимодействующий со штоком, закрепленном на переводнике. Шлицевой корпус-цилиндр связан с направляющим корпусом узла гашения высокочастотных продольных колебаний, внутри которого расположена пружина с втулкой опоры шпинделя (рис. 1).



а) в сложенном состоянии б) с выдвинутым шпинделем

Рис. 1. Устройство КПД-172М-127

В процессе бурения скважины на шпинделе возникает осевая сила подачи (до 14 т), которая обеспечивает оптимальное равномерное нагружение долота осевой нагрузкой. Таким образом, забойный корректор подачи-демпфер позволяет обеспечить автоматическое регулирование нагрузки на долото с одновременным гашением продольных и крутильных колебаний, возникающих в КНБК, что позволяет существенно увеличить ресурс породоразрушающего инструмента.

2. Пилотный проект завершен. Выполнены две операции из двух согласно плану реализации проекта.

Экономическая эффективность проекта

- среднее увеличение МСП = 1,93м/ч (32,8%);
- среднее сокращение времени на бурение интервала = 51,7ч (48,2%)

Возможные риски

- сроки изготовления и поставки в регион дополнительных экземпляров устройства (сейчас в наличии два КПД-172М-127);
- данный дизайн применим только в вертикальных участках;
- дизайн устройства для применения в наклонных участках находится в производстве, опытный образец проходит испытания на заводе.

Вывод

Данная технология позволяет сократить количество СПО при бурении интервалов возможных осложнений, повысить механическую скорость бурения, сохранить ресурс долот для последующего использования. Сокращение времени на бурение выбранных интервалов составляет **48,2%**, увеличение механической скорости бурения **32,8%**.



Использование теплофикационной воды для подогрева топливного газа в компрессорном цехе

Е. В. Резвых, Е. А. Герасимчук, Д. В. Петрянкин

ООО «Газпром трансгаз Сургут»

Суть проекта заключается в использовании вторичного источника низкопотенциальной энергии — теплофикационной воды, нагретой в утилизаторах ГПА цеха, для подогрева топливного газа. Установка подогрева топливного газа — подогреватель газа ПТПГ-30 с установленным в теплопункте установки подготовки топливного газа (УПТГ) дополнительным теплообменником, через который циркулирует, с одной стороны, горячая вода из магистрали отопления, а, с другой — промежуточный теплоноситель (раствор диэтиленгликоля с водой, ДЭГ). Циркуляция промежуточного теплоносителя через теплообменник и емкость ДЭГ ПТПГ-30 обеспечивается электрическим насосом. Регулирование температуры газа на выходе подогревателя осуществляется автоматически по ПИД-закону с помощью частотного регулятора, изменяющего частоту вращения циркуляционного насоса, и, соответственно, скорость движения промежуточного теплоносителя. Технологическая обвязка и КИПиА ПТПГ-30 остаются неизменной и в случае необходимости есть возможность запустить газовую горелку и подогревать топливный газ по штатной схеме.

Проект выполнен для ТКЦ-1 КС-1 Вынгапуровского ЛПУ МГ. ТКЦ-1 включает в себя 5 ГПА16МГ90.04 с ГТД ДГ90Л 2 и УПТГ с подогревом топливного газа двумя подогревателями ПТПГ-30.

Максимально возможный расход топливного газа через УПТГ ТКЦ-1 при 5 работающих ГПА составляет 27500 м³/ч. Среднечасовой расход топливного газа в ТКЦ-1 составляет 14000 м³/ч.

В работе находятся постоянно 2 подогревателя ПТПГ-30 для обеспечения резервирования в случае отказа одного из них. При использовании теплофикационной воды достаточно будет работы только одного подогревателя, так как надежность системы значительно выше. (Меньше электронных компонентов, отсутствие открытого пламени, отсутствие газа на горелках).

В связи с вышеизложенным, проект предусматривает изменение только одного из двух подогревателей ПТПГ-30. Второй ПТПГ-30 остается без изменений и служит для обеспечения резервирования.

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 схему электроснабжения и спецификацию.



Подача нагретого теплоносителя в емкость ПТПГ-30 производится со стороны топки, в верхней части. Отбор охлажденного теплоносителя производится с противоположного торца емкости, в нижней части, для более эффективного теплообмена.

Расчет экономического эффекта

Экономический эффект рассчитан для КС «Вынгапуровская» и рассчитывается по формуле:

$$\text{Эф} = C_{\text{газ}} + C_{\text{эл 1}} - C_{\text{эл 2}} - T_{\text{з}} - C_{\text{мат}},$$

где $C_{\text{газ}}$ — стоимость газа на работу блока горелок до внедрения проекта; $C_{\text{эл 1}}$ — стоимость электроэнергии на питание электрической схемы ПТПГ-30 до внедрения проекта; $C_{\text{эл 2}}$ — стоимость электроэнергии на питание насоса и частотного преобразователя после внедрения проекта; $T_{\text{з}}$ — трудозатраты на внедрение проекта; $C_{\text{мат}}$ — стоимость материалов, затраченных на внедрение проекта.

$$\text{Эф} = 925196 + 15768 - 14128 - 25160 - 553271 = 348405 \text{ рублей}$$

Годовой экономический эффект от внедрения проекта 348405 рублей.

Экономия за второй год использования составила:

$$\text{Э}_{2\text{год}} = C_{\text{газ}} + C_{\text{эл 1}} - C_{\text{эл 2}}$$

$$\text{Э}_{2\text{год}} = 925196 + 15768 - 14128 = 926836 \text{ рублей}$$

Экономия за второй год использования составила — 926836 рублей.

Основные показатели экономического эффекта приведены в табл. 1

Таблица 1

Период	$C_{\text{газ}}$	$C_{\text{эл 1}}$	$C_{\text{эл 2}}$	$T_{\text{з}}$	$C_{\text{мат}}$	Итого затраты	Эконом. эффект
До проекта	925196	15768	0	0	0	940964	0
1 год использования	0	0	14128	25160	553271	592559	348405
2 год использования	0	0	14128	0	0	14128	926836

Срок окупаемости проекта рассчитывается как отношение годовой экономии к стоимости затрат на внедрение.

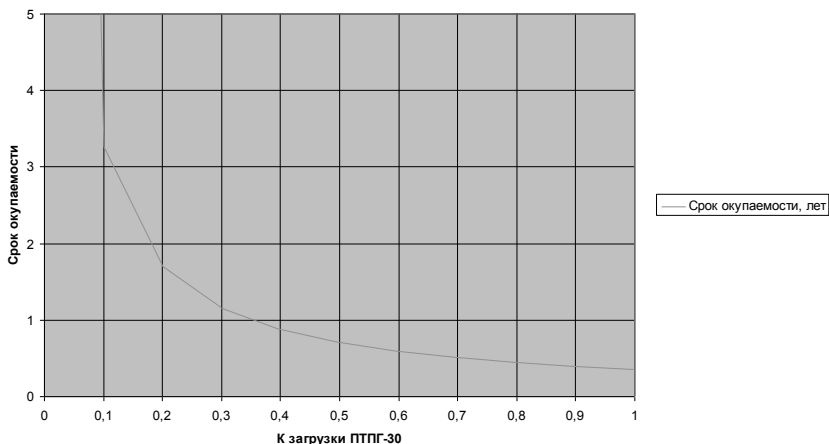
$$T_{\text{окуп}} = C_{\text{затрат}} / C_{\text{экономии}},$$

где $C_{\text{затрат}} = (C_{\text{газ}} + C_{\text{эл 1}})$, руб; $C_{\text{экономии}} = (C_{\text{эл 2}} + T_{\text{з}} + C_{\text{мат}})$, руб;
 $T_{\text{окуп}} = (925196 + 15768) / (14128 + 25160 + 553271) = 0,63 \text{ года}$

Срок окупаемости проекта 0,63 года.



График зависимости срока окупаемости от коэффициента загрузки ПТПГ-30



Выводы

1. Внедрение проекта позволит автоматически поддерживать температуру топливного газа на выходе ПТПГ-30 на заданном уровне независимо от входных условий.
2. Внедрение данного технического решения обеспечит экономию газа, а также улучшит такие показатели ПТПГ-30, как надежность, ресурс, экологичность.
3. Проект может быть реализован также и на подогревателе ПГ-10.
4. Проект не нарушает заводскую конструкцию подогревателя и позволяет при необходимости использовать ПТПГ в штатном режиме.
5. Срок окупаемости проекта составляет от 0,5 до 3 лет в зависимости от степени загрузки подогревателя.
6. Проект может быть распространен на все КС с подогревателями газа ПТПГ-30, ПГ-10 и утилизаторами тепла.

Внедрение процесса гидроочистки прямогонной низкокипящей бензиновой фракции на ОАО «Саратовский НПЗ»

О. М. Рязанова
ОАО «Саратовский НПЗ»

Данный проект инициирован в связи с необходимостью выпуска продукции в соответствии с требованиями технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту».



Проект направлен на выпуск товарных бензинов, соответствующих экологическим классам Евро-4, Евро-5. Использование бензинов более высоких экологических классов позволяет увеличить срок эксплуатации двигателя, улучшает его технические характеристики и экономичность. Позволяет существенно снизить выбросы автотранспортом загрязняющих веществ в атмосферу.

Ниже приведена табл. 1 с выдержками из технического регламента.

Таблица 1

Требования	Ед. изм.	До 31 декабря 2012 г.	До 31 декабря 2014 г.	До 31 декабря 2015 г.	Срок не ограничен
		Euro-2	Euro-3	Euro-4	Euro-5
Массовая доля серы	ppm. max	500	150	50	10

Как видно из таблицы требования регламента существенно ужесточают ограничения по содержанию серы в бензинах стандарта Евро-3,4,5.

В 2010 г. была проведена работа по постановке на производство бензинов экологического класса Евро-3, но предприятие не остановилось на достигнутом и продолжило проработку вопроса производства бензинов стандарта Евро-4, 5.

На «Саратовском НПЗ» в качестве компонентов при приготовлении товарного бензина использовались: риформат с установок АЧ-35–11/600, А-35–11/300, прямогонная фракция (НК-62)°С с установки ЭЛОУ-АВТ-6, привозной компонент бензин каталитического крекинга производства ЗАО «РНПК», метилтретбутиловый эфир и монометаноламин.

Для выпуска соответствующей ГОСТу продукции необходимо разбавление риформата дополнительными компонентами, не содержащими серу, бензол и ароматику. Наиболее подходящим для этого компонентом является изомеризат—продукт установки изомеризации. Однако, пуск установки изомеризации «Изомалк-2» планируется на ОАО «Саратовский НПЗ» во второй половине 2012 г.

В связи с этим на сегодняшний день на заводе доступен только один разбавитель—низкокипящая прямогонная бензиновая фракция. В качестве временного решения для снижения содержания серы во фракции (НК-62)°С было применено ее зашелачивание, однако этот способ показал низкую эффективность. При этом содержание серы в данной фракции составляет 600ч1200 ppm, что, при смешении с риформатом дает превышение содержания серы в товаре свыше допустимого по ГОСТ для «Евро 4, 5» (табл. 2).

Таблица 2

Требования	2010 год (факт)	2011 год (до внедрения схемы)
Сера, ppm	274	114



Из табл. 2 видно, что фактическое содержание серы в бензине было на уровне 250–300 ppm при требовании по Евро-3 не выше 150 ppm. В 2011 г. содержание серы удалось снизить до уровня 114 ppm. Дальнейшее снижение содержания серы представлялось затруднительным.

С целью обеспечения возможности производства бензинов, удовлетворяющих стандартам Евро-4,5, и обеспечения безостановочной работы, был разработан проект очистки фракции (НК-62)°С от серы на блоке гидроочистки установки А-35–11/300 цеха № 4, с последующим смешением с нестабильным катализатором, поступающим с блока риформинга.

Была смонтирована буферная емкость сырья, произведена переобвязка сырьевых насосов, смонтированы линия подачи гидроочищенной фракции (НК-62)°С в колонну стабилизации К-7 и линия подачи гидрогенератора с установки АЧ-35–11/600 на А-35–11/300.

Проектно-конструкторским отделом была разработана рабочая документация, отделом главного технолога разработано и согласовано изменение к ТР 05766646–03–2010 с ГУП «Институт Нефтехимпереработки РБ».

Проработка данного вопроса была проведена с помощью программного обеспечения Petro-Sim. Petro-Sim—это современный мощный инструмент моделирования процессов нефтепереработки. Позволяет быстро и наглядно представлять работу технологического оборудования.

Были смоделированы блоки ГО и стабилизации установки А-35–11/300.

Методика проведения расчетов состояла из нескольких этапов

1 этап—подготовка исходных данных для проведения расчёта

С установки был получен технологический режим колонн и сепараторов, произведен анализ сырьевых и продуктовых потоков (особое внимание уделялось правильному составу сырья), материальный баланс процесса, описание конструкций аппаратов.

2 этап—создание базовой модели существующей схемы

Был воспроизведен существующий на тот момент технологический режим работы оборудования и были достигнуты расчетные значения, сходные с фактическими. В ходе выполнения данного расчета были определены фактические КПД работы тарелок в колоннах, коэффициенты теплопередачи теплообменников, которые использовались при дальнейших расчетах.

3 этап—выполнение расчёта существующего оборудования при его использовании в новой предлагаемой схеме гидроочистки фракции (НК-62)°С при новых условиях эксплуатации

Целью данного этапа был определить возможности использования существующего оборудования в новой схеме.

Для выбора оптимального режима работы колонн при работе по новой схеме выполнено несколько вариантов работы оборудования.

Созданная математическая модель в программе Petro-Sim подтвердила возможность работы существующего оборудования при изменении технологической схемы процесса и состава, перерабатываемого сырья. Был проведен технологический расчет колонн К-1 и К-7. Была достигнута хорошая сходимость с фактическими показателями работы колонн К-1 и К-7. Результаты данного расчета использовались при внедрении схемы.



В табл. 3 приведены анализы по содержанию серы в бензинах, получаемых на ОАО «Саратовском НПЗ» до и после внедрения схемы.

Таблица 3

Требования	Ед. изм.	СНПЗ							
		До внедрения схемы				После внедрения схемы			
		Регуляр-92		Премиум-95		Регуляр-92		Премиум-95	
		Евро-3	Евро-3	Евро-4	Евро-3	Евро-4	Евро-3	Евро-4	
Сод. серы	ppm	114	84	26	6	5	5	8	

Благодаря снижению содержания серы во фракции НК-62 на Саратовском НПЗ появилась дополнительная возможность приготовления бензинов стандарта не только Евро-3, но и Евро-4 и 5.

Экономический анализ приведен в табл. 4.

Таблица 4

CAPEX, \$M	IRR, %	PI	PBP, years (d = 12%)	NPV, \$M (d = 12%)
0,3	>100%	8,8	0,4	2,26

За период с апреля по сентябрь 2011 года схема г/о фракции НК-62 за счет оптимизации рецептур смешения и производства более дорогих продуктов принесла дополнительный доход в сумме 1,508 млн. долл.

Экологические аспекты

При сжигании 1 кг (на 30% больше чем 1 л) топлива стандарта Евро-4 в атмосферу сбрасывается до 50 мг* оксидов серы (в пересчете на серу), а не 500 мг, как в Евро-2. Так же снижается содержание ароматических углеводородов более чем на 20%.

Таким образом, внедрение данного проекта позволило:

- без значительных капитальных вложений и без ввода в строй дополнительных мощностей стабильно производить нефтепродукты, отвечающие требованиям технического регламента.
- обеспечивать потребителя более экологически чистым видом топлива (удовлетворенность потребителя)
- улучшения имиджа компании в регионе присутствия
- завоевать новые рынки сбыта



Совершенствование процесса профориентационного мониторинга перспективной молодежи в организации

Саматова Ю. Е.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

В условиях инновационной направленности экономики возрастает потребность в персонале, который обладает современными знаниями, способен к быстрым изменениям и разработке новых решений в производстве и управлении предприятием. В связи с этим особое внимание уделяется молодым специалистам и профессиональному сопровождению молодежи в вопросах образования и трудоустройства, начиная с момента выбора профиля обучения в школе и заканчивая помощью при выборе работы и реализации полученного образования.

С целью совершенствования процесса профориентационного мониторинга молодых специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» была поставлена задача разработки комплекса мер по улучшению работы с молодежью. В соответствие с этим был проведен анализ существующих проблем по подбору и отбору персонала в организации и предложено внедрить технологию подбора персонала— Graduate Recruitment, позволяющую организовать профориентационное сопровождение школьников, учащихся и студентов в процессе обучения с гарантией предоставления возможности пройти производственную практику и возможностью дальнейшего трудоустройства. Принципы Graduate Recruitment позволяют формировать персонал, лояльный организации, обученный, отвечающий основным требованиям производства и корпоративной культуры, мотивированный на достижение стратегических целей организации.

Использование в Обществе программы Graduate Recruitment позволит: сократить время на внутрифирменную подготовку новых специалистов (трудоустройство студентов, готовых сразу выполнять трудовые функции в полном объеме); сократить адаптационный период специально обученных и отобранных работников; сократить расходы на последующее переобучение молодого специалиста; получить возможность предварительной оценки школьников, учащихся и студентов как потенциальных работников Общества в период обучения.

Анализ работы по подбору и отбору персонала на предприятии показал, что для привлечения «лучших из лучших» Общество использует все признанные в мировой практике методы и инструменты подбора и отбора персонала, включая работу с внешними специализированными кадровыми агентствами:

- совершенствуются взаимоотношения с ведущими учебными заведениями, проводятся специальные мероприятия по поиску и отбору «перспективной молодежи» как среди студентов, так и среди школьников;
- регулярно проводится оценка имеющегося персонала, определяются расхождения между желательным и существующим уровнем работников;
- проводится целенаправленная политика продвижения корпоративного бренда на рынке труда;



- потенциальные кандидаты и работники информируются о целях, задачах, ценностях, приоритетах и возможностях, предоставляемых Обществом своим работникам;
- проводятся специальные мероприятия для максимально быстрой адаптации новых работников.

В системе подготовки, переподготовки и повышения квалификации кадров в Обществе используются как традиционные, так и новые виды и средства обучения: целевая подготовка специалистов в учебных заведениях соответствующего профиля, курсы целевого назначения, производственно-технические курсы, курсы обучения второй профессии, курсы подготовки, переподготовки, семинары, обмен опытом работы, работа в сетевых группах, программы компьютерного дистанционного обучения, мультимедийные программы и пр.

Основной, на мой взгляд, проблемой в работе по привлечению молодежи в Обществе является отсутствие комплексной системы сбора и обработки информации о перспективной молодежи, позволяющей проводить профориентационный мониторинг, а так же сопровождение человека, начиная с момента выбора профессии и заканчивая этапом трудоустройства.

Для устранения выявленных недостатков, в рамках применения технологии Graduate Recruitment, была разработана профориентационная программа для школьников «От школьной скамьи до кресла руководителя», «Положение об организации и проведении практики учащихся начальных и студентов средних и высших профессиональных учебных заведений в Обществе»; предложена процедура отбора кандидатов из числа учащихся начальных и студентов средних и высших профессиональных учебных заведений; разработана автоматизированная информационная программа по обработке данных, полученных в ходе реализации профориентационных мероприятий.

Программа Graduate Recruitment включает три основных этапа:

Первый этап — *подготовительный*. На данном этапе проводится выявление потребности по привлечению молодежи в Общество на основании следующих документов:

1. Перспективный план замещения и ротации работников Общества.
2. Программа обеспечения и подготовки персонала Общества до 2017 года.

Второй этап — *организация и проведение профориентационных мероприятий*. На данном этапе проводится профориентационная работа со школьниками, учащимися и студентами, осуществляется отбор школьников, учащихся и студентов для организации и проведения профориентационных мероприятий.

Третий этап — *контроль выполнения программы* включает 2 этапа:

- промежуточный контроль;
- анализ результатов.

Регулярное отслеживание и оценка эффективности предложенных мероприятий необходимы для успешного проведения работ по подбору и отбору персонала в Обществе». Наилучший метод оценки — анализ результатов каждого этапа. Мы предлагаем использовать следующие методы оценки: личностные тесты, опросы, анкетирование, тестирование, собеседования, мини-задания на определение профессиональных навыков.



С целью организации процедуры промежуточного контроля нами были разработаны следующие формы документов:

1. *Анкета школьника*, которая содержит:

- основные данные школьника (Ф.И.О., дату рождения, домашний адрес);
- контактную информацию (номер телефона, адрес электронной почты);
- данные об образовании (наименование образовательного учреждения в котором сейчас обучается и где планирует обучаться, будущая специальность, наличие дополнительных свидетельств и дипломов);
- дополнительные сведения о школьнике (владение иностранным языком, участие в научно-технических конференциях и олимпиадах, личные характеристики, хобби и другое).

2. *Анкета студента-практиканта* (до прохождения практики), которая содержит:

- основные данные о студенте (Ф.И.О., дата рождения, домашний адрес);
- контактную информацию (номер телефона, адрес электронной почты);
- данные об образовании (наименование образовательного учреждения, факультет и специальность, год окончания обучения, дополнительное образование, наличие свидетельств и дипломов);
- дополнительные сведения о студенте (владение иностранным языком, участие в научно-технических конференциях, личные характеристики, хобби, цель и место прохождения практики и другое).

Данная анкета оформляется самим практикантом, обрабатывается специалистом по работе с персоналом и в электронном виде передается в базу данных «Перспективная молодёжь Общества». Полученная информация, анализируется и сохраняется в Базе данных для последующего использования.

3. *Анкета студента-практиканта* (после прохождения практики), которая содержит 25 вопросов по пяти критериям, характеризующим качества студента, необходимые для работы в Обществе, по критериям:

1. Знания студента-практиканта;
2. Мотивация на работу;
3. Отношения в коллективе;
4. Модель успеха;
5. Конфликтность, допущение обмана.

Критерий 1 — *Знания студента*. Вопросы помогают оценить уровень знаний студента по данной специальности, полученные в процессе прохождения практики новые знания и умения, желание студента к последующему обучению, уровень обучаемости, владение дополнительными навыками и умениями, уровень мышления и т.д.

Критерий 2 — *Мотивация на работу*. Мотиваторы — факторы, которые повышают эффективность работы человека и его удовлетворенность за счет того, что соответствует его внутренним потребностям, которые в настоящий момент частично или полностью не удовлетворены и требуют удовлетворения. В анкете мы выявляем основные, наиболее существенные мотивы, потребности студента к работе.



Критерий 3 — *Отношения в коллективе*. Вопросы показывают ожидания и предпочтения по коллективу и окружению, по уровню индивидуально-личностных отношений, а также показывает, какую модель общения студент-практикант считает наиболее привлекательной, успешной. Выявление предпочитаемого уровня взаимодействия с коллективом и руководством в частности. Определение основных преобладающих качеств характера, необходимых для успешного взаимодействия с коллективом. Вопросы критерия 3 показывают, насколько студент в будущем сможет адаптироваться в коллективе, как соотносится его представление об организации с корпоративной культурой Общества.

Критерий 4 — *Модель успеха*. Вопросы позволяют выявить студентов, имеющих склонность к руководящей работе или к работе в подчинении, определить особенности в поведении и личностные характеристики, которые в наибольшей мере способствуют продвижению по карьерной лестнице. Помогает определить степень необходимости карьерного роста, профессионального совершенствования, наличия авторитета в коллективе, высокого дохода. Появляется возможность выявить студентов, умеющих креативно мыслить, быстро находить решение в сложных, а иногда критических ситуациях, студентов, имеющих творческие возможности. Определить возможную роль в коллективе для студента.

Критерий 5 — *Конфликтность, допущение обмана*. Вопросы показывают основные проблемные зоны и возможные причины конфликтов в различных сферах. Оценивание степень конфликтности студента, т.е. насколько серьезны или не серьезны причины конфликтов. Оценить способность студента к компромиссу, отстаиванию своего мнения, выявление возможных недостатков в своей работе и работе коллег. Уровень правдивости студента, его моральных качеств в работе, сотрудничестве с коллективом.

4. *Отзыв руководителя практики о работе студента — практиканта*, которая состоит из 25 вопросов по пяти критериям, аналогично анкете студента — практиканта (после прохождения практики).

Руководитель оценивает студента по предложенным вопросам по пятибалльной системе: минимально 1 балл — неудовлетворительная оценка, максимально 5 баллов — отличная оценка. По каждому критерию выводятся средние оценки, а затем общая средняя оценка студента по всем критериям.

Неудовлетворительная оценка свидетельствует о том, что студент не обладает никакими навыками, личностными характеристиками, необходимыми для работы в Обществе.

Отличная оценка свидетельствует о том, что практикант:

- имеет различные, всесторонние навыки и умения, не только в области своего обучения;
- склонен к творческой деятельности,
- проявляет интерес к работе,
- выполняет все поставленные задачи на высшем уровне,
- проявляет инициативность,
- обладает личностными качествами, необходимыми в коллективе,
- умеет правильно ставить перед собой задачи и распределять рабочее время и другое.



5. *Отзыв студента-практиканта о прохождении практики*, который необходим:

- для анализа и выявления проблемных и позитивных сторон и их последующего использования и развития;
- для осуществления обратной связи студентов и руководителей;
- для организации взаимодействия с вузом;
- для трансляции положительного опыта, через средства массовой информации: внутренние (газета «Заводские ведомости») и внешние СМИ;
- для оценки качества работы руководителей;
- для выявления комфортных условий для студентов;
- для поощрения наиболее активных, перспективных руководителей.

Заключительный этап — *анализ результатов*. На этом этапе подводятся общие итоги профориентационных мероприятий. В процессе подведения итогов анализируются успехи и ошибки, определяются зоны развития школьников, учащихся и студентов, проводятся собеседования.

Предлагаемая нами автоматизированная база данных «Перспективная молодежь Общества» необходима для упрощения документооборота, способствует структурированию и установлению четких связей между проводимой в Обществе профориентационной работой со школьниками, учащимися и студентами и возможностью замещения ими имеющихся в Обществе вакансий.

Разработанная автоматизированная База данных включает следующие формы документов:

- анкета школьника;
- анкета студента-практиканта (до прохождения практики);
- анкета студента-практиканта (после прохождения практики);
- отзыв руководителя практики о работе студента — практиканта;
- отзыв студента-практиканта о прохождении практики;
- заявка для замещения вакантных должностей
- выборка студентов в соответствии с поданными заявками

Все сведения о школьниках, учащихся и студентах, содержащиеся в Базе данных, формируются в портфолио карьерного продвижения.

Для структурирования сведений о школьниках, учащихся и студентах, полученных в ходе реализации профориентационных мероприятий, нами был разработан бланк портфолио карьерного продвижения (далее — ПКП).

Тенденции современного рынка труда говорят о том, что профессиональное резюме становится устаревшим инструментом оценки конкурентоспособности современного специалиста. На смену банальному набору бумажных бланков приходит широко распространенная и популярная в зарубежных странах форма — портфолио карьерного продвижения.

Основное назначение ПКП — собрание наиболее полных сведений не только о полученных знаниях, умениях и навыках школьника, учащегося и студента, но и о том, что он реально умеет и сможет делать на будущем месте работы.

ПКП составляется в таком ключе, чтобы обеспечить эффективное взаимодействие с педагогами общеобразовательных учреждений, научными руководителями, преподавателями и кураторами ВУЗов в период



обучения, а также с потенциальными работодателями после окончания высшего учебного заведения.

У ПКП двойное предназначение—с одной стороны, оценка учебных успехов и научных достижений, а с другой—оценка готовности к профессиональной карьере.

Разработанный нами бланк ПКП включает следующие пункты:

- основные данные о школьнике, учащемся, студенте (Ф.И.О., дата рождения, домашний адрес);
- контактную информацию (номер телефона, адрес электронной почты);
- данные об образовании (наименование образовательного учреждения, факультет и специальность, год окончания обучения, дополнительное образование, наличие свидетельств и дипломов);
- дополнительные сведения о студенте (владение иностранным языком, участие в научно-технических конференциях, личные характеристики, хобби, цель и место прохождения практики и другое);
- список пройденных учебных курсов по основной области деятельности и связанных с ней областей знания, включая дополнительную специализацию, тренинги, специализированные семинары и мастер-классы;
- описание карьерного потенциала и готовности к карьере в терминах приобретения навыков и опыта;
- рекомендации ведущих преподавателей, руководителей курсовых проектов, дипломных работ, производственных практик.

К ожидаемым от реализации предложенных мероприятий социально-экономическим результатам можно отнести следующие:

- снижение уровня текучести кадров;
- повышение индивидуальной ценности нового работника;
- снижение затрат на дополнительное обучение новых работников за счёт проведённой профориентационной работы;
- сокращение сроков вхождения в должность и адаптации новых работников;
- повышение эффективности организационной культуры: устранение тревожности и дискомфорта у молодого работника, удовлетворение социально-психологическим климатом в коллективе, сокращение числа конфликтов по служебным вопросам, увеличение количества участников корпоративных мероприятий;
- повышение лояльности молодых работников: удовлетворение содержанием и режимом работы, осознание значимости труда, участие в научно-технической и рационализаторской деятельности Общества;
- повышение уровня мотивации молодых работников: удовлетворение вознаграждением за выполненную работу, осознание сопричастности к результатам деятельности Общества и Компании.

Обобщенным показателем, характеризующим эффект от внедрения предложенных мероприятий по работе с молодежью, является высвобождение времени на отбор и подбор кадров. По оценкам специалистов форматизация (использование бланков, заготовок, форм отзыва, анкеты, портфолио) и автоматизация процессов сбора, систематизации и подбо-



ра информации обеспечивает высвобождение времени на выполнение работ до 80%.

Таким образом, внедрение программы Graduate Recruitment позволит не только повысить качество подбора и отбора персонала, но и обеспечить высвобождение времени специалиста по работе с персоналом и реализацию политики Общества в области работы с молодежью.

Применение процесса окисления в производстве дизельного топлива с улучшенными эксплуатационными свойствами

О. В. Старикова

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

Работа посвящена разработке производства дизельного топлива современных спецификаций. По результатам исследования процесса окисления дизельных фракций предложен способ получения дизельного топлива, соответствующий требованиям технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту».

Введение

Важнейшими современными задачами развития нефтеперерабатывающей отрасли являются увеличение глубины переработки нефти и широкое использование продуктов вторичного происхождения для производства моторного топлива с улучшенными экологическими и эксплуатационными характеристиками.

Вовлечение в производство современного дизельного топлива продуктов деструктивных процессов вторичной переработки тяжелых дистиллятов и нефтяных остатков (каталитического крекинга и замедленного коксования) требует существенного повышения глубины гидрокондиционирования.

Преобразование химического и группового состава сырья при гидрокондиционировании способствует изменению физико-химических и эксплуатационных свойств получаемых продуктов. При этом возникают проблемы обеспечения приемистости получаемого дизельного топлива к функциональным присадкам, обеспечения заданных эксплуатационных свойств дизельного топлива в условиях хранения и применения. В данном случае актуален вопрос изменения основных эксплуатационных показателей: цетанового числа и смазывающей способности дизельного топлива в условиях нативного окисления при хранении в присутствии гетероатомных органических соединений, выполняющих роль смазывающих и цетаноповышающих присадок. При этом функциональные присадки оказывают дополнительную экологическую нагрузку в производстве дизельного топлива.

С научной точки зрения важным становится вопрос разработки экологически безопасных методов улучшения эксплуатационных свойств ди-



зельного топлива, полученного с использованием технологий глубокого гидрокондиционирования вторичных нефтепродуктов.

Целью работы является разработка научных основ производства дизельного топлива с улучшенными смазывающими и цетановыми характеристиками, исключая применение функциональных присадок.

Основная часть

Для изучения влияния процесса окисления на эксплуатационные свойства дизельного топлива были специально разработаны лабораторная установка и соответствующее ей аппаратурное оформление. Схема лабораторной установки приведена на рис. 1.

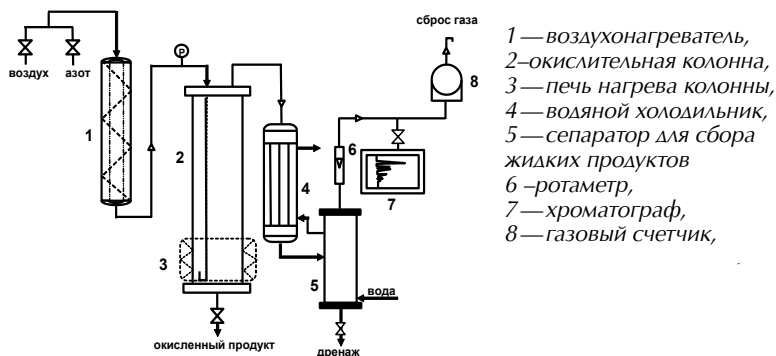


Рис. 1. Принципиальная схема лабораторной установки окисления нефтепродуктов

В результате исследований процесса окисления постановкой экспериментов на лабораторной установке установлено, что наиболее легко окисляемой является дизельная фракция, полученная гидрооблагораживанием при высоком давлении вторичных газойлевых фракций с установок каталитического крекинга и замедленного коксования (образец 1) и используемая в качестве компонента дизельного топлива для умеренного климата (табл. 1).

Таблица 1

Результаты окисления различных дизельных фракций на лабораторной установке при температуре 90 °С

Дизельная фракция	Содержание пероксидных соединений, ммоль/кг		
	Исходное содержание	Через 1 час окисления	Через 5 часов окисления
Дизельная фракция для умеренного климата, полученная гидрооблагораживанием вторичных газойлевых фракций (образец 1)	0,5	10	60



Дизельная фракция	Содержание пероксидных соединений, ммоль/кг		
	Исходное содержание	Через 1 час окисления	Через 5 часов окисления
Дизельная фракция для умеренного климата, полученная гидроочисткой прямогонных газойлевых фракций	0,3	2	29
Дизельная фракция для арктического климата, полученная гидрооблагораживанием вторичных газойлевых фракций	0,2	4	21
Дизельная фракция для арктического климата, полученная гидрокрекингом прямогонных газойлевых фракций	0,1	2	14
Прямогонная дизельная фракция для арктического климата	0,1	1	5

Поэтому в качестве объекта дальнейшего изучения процесса окисления была выбрана наиболее окисляемая дизельная фракция (образец 1).

Как показали исследования, процесс окисления автокаталитический и наличие пероксидных соединений обязательно для инициирования процесса окисления. Определено, что скорость окисления зависит от температуры в окислительной колонне. Так, например, за 16 часов окисления при температуре 90 °С количество образовавшихся пероксидных соединений составило 133 ммоль/кг, при повышении температуры до 120 °С за 5 часов окисления количество образовавшихся пероксидных соединений увеличилось до 454 ммоль/кг.

Изменения эксплуатационных свойств окисленного образца 1 приведены в таблице 2.

Таблица 2
Эксплуатационные свойства окисленной дизельной фракции — образца 1

Наименование показателя	Содержание пероксидных соединений, ммоль/кг	Скорректированный диаметр пятна износа, мкм	Цетановое число, ед	Окислительная стабильность, г/м ³
Проба 1	0,5	549	52	4,8
Проба 2	10	447	54	8,1
Проба 3	21	438	56	9,8
Проба 4	60 (образец 2)	375	60	19,7
Проба 5	108 (образец 3)	220	62	35,7
Проба 6	133	198	62	38,8
Проба 7	144	207	67	39,9
Проба 8	352	136	более 70	Не определяется
Проба 9	454	менее 100	более 70	Не определяется



Пробы под номером 2–4 с содержанием пероксидных соединений 10–60 ммоль/кг показывают увеличение цетанового числа с 52 единиц до 54–60 единиц, улучшение смазывающей способности с 549 мкм. до 447–375 мкм. и ухудшение окислительной стабильности с 4,8 г/м³ до 8,1–19,7 г/м³, могут использоваться как готовое дизельное топливо.

Пробы 4–8 — концентраты обладают повышенными смазывающими свойствами и высокими цетановыми числами, однако их окислительная стабильность превышает регламентируемое значение.

Полученные экспериментальные данные показывают, что цетановое число окисленной дизельной фракции увеличивается симбатно содержанию пероксидных соединений, а диаметр пятна износа имеет обратную зависимость (рис. 2). При этом концентраты окисленного топлива можно использовать как добавки для улучшения смазывающей способности и воспламеняемости топлив.

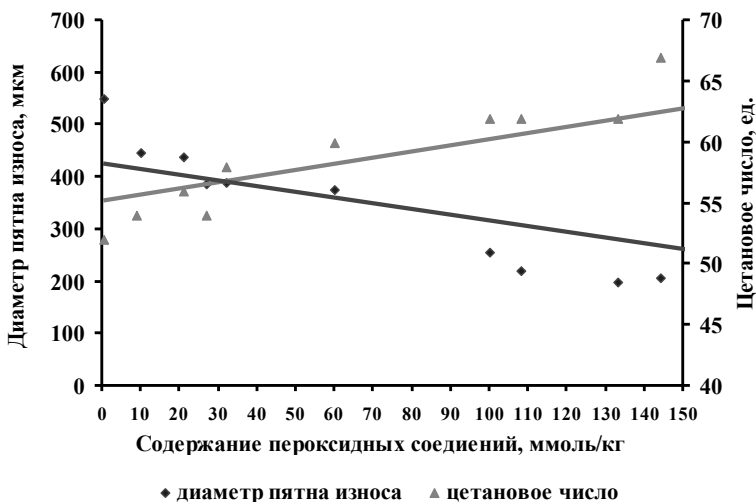


Рис. 2. Зависимость цетанового числа и смазывающей способности от содержания пероксидных соединений

В таблице 3 показаны примеры приготовления гидроочищенного дизельного топлива для умеренного климата с улучшенными эксплуатационными свойствами.

Приготовленное таким образом дизельное топливо с улучшенными эксплуатационными характеристиками, защищенное от кислорода воздуха и света может храниться в течение 24 недель без существенных изменений физико-химических и эксплуатационных свойств.

Для оценки вопроса уменьшения введения функциональных присадок в дизельные топлива была исследована приемистость частично окисленных дизельных фракций к функциональным присадкам. Приемистость частично окисленных дизельных фракций к одному и тому же пакету присадок выше по сравнению с неокисленным дистиллятом (табл. 4).



Таблица 3

Компаундирование готового дизельного топлива с улучшенными эксплуатационными свойствами с использованием окисленных дизельных фракций

Наименование показателя	Образец 1	Образец 2	Образец 3	Готовое дизельное топливо для умеренного климата (образец 3: образец 1–20%:80%)	Готовое дизельное топливо для умеренного климата (образец 2: образец 1–35%:65%)
Содержание пероксидных соединений, ммоль/кг	0,5	60	108	22,3	25,5
Скорректированный диаметр пятна износа, мкм	549	375	220	430	419
Цетановое число, ед	52	60	62	56	56
Окислительная стабильность, г/м ³	4,85	19,7	35,7	12,56	9,89

Таблица 4

Приемистость окисленных дизельных фракций к противоизносной и цетаноповышающей присадкам

Наименование показателя	Содержание пероксидных соединений, ммоль/кг	Цетановое число, ед.	Смазывающая способность, скорректированный диаметр пятна износа, мкм
Дизельная фракция гидрооблагораживания для умеренного климата (образец 1)	0	52	549
Дизельная фракция гидрооблагораживания с вовлечением 200 мг/кг цетаноповышающей и 50 мг/кг противоизносной присадок	0,3	54	559
Дизельная фракция гидрооблагораживания частично окисленная	9	54	447
Дизельная фракция гидрооблагораживания частично окисленная с вовлечением 200 мг/кг цетаноповышающей и 50 мг/кг противоизносной присадок	9	58	356



В неокисленной фракции (образец 1) при введении 200 мг/кг цетаноповышающей присадки и 50 мг/кг смазывающей присадки цетановое число увеличивается на 2 единицы, а диаметр пятна износа уменьшается на 24 мкм. При добавлении этого же пакета присадок к частично окисленному дистилляту цетановое число увеличивается на 4 единицы, а диаметр пятна износа уменьшается на 91 мкм. Таким образом, показано, что частично окисленные топлива обладают повышенной приемистостью к функциональным присадкам.

Выводы

Определено, что окисленные дизельные фракции обладают улучшенными смазывающими и цетановыми характеристиками по сравнению с неокисленными за счет образования в процессе окисления пероксидов, являющихся цетаноповышающими добавками, и кислородсодержащих соединений (вторичных продуктов окисления), обладающих повышенными смазывающими свойствами.

Показана повышенная приемистость окисленного дизельного топлива к функциональным присадкам (смазывающей и противоизносной) по сравнению с неокисленным топливом.

Разработаны научные основы производства дизельного топлива с использованием процессов окисления продуктов гидрокондиционирования первичных и вторичных фракций углеводородов среднедистиллятных топлив с улучшенными эксплуатационными и экологическими свойствами.

Разработка вариантов снижения содержания бензола в риформате до уровня евро-стандартов на примере типовой установки каталитического риформинга

А. Ю. Стольникова

ОМГУ им. Ф. М. Достоевского

В связи утверждением технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», согласно которому российский бензиновый рынок в ближайшее время должен перейти на стандарты Евро-4 и Евро-5, возникла проблема снижения содержания ароматических углеводородов и бензола в автомобильных бензинах. Из различных заводских потоков, направляемых на компаундирование, 70-85% бензола поступает от продуктов каталитического риформинга (содержание бензола в риформате обычно варьируется в пределах 2,0-3,0% об. в зависимости от содержания предшественников в сырье и жесткости процесса). Именно поэтому большинство стратегий фокусируется на снижении содержания бензола в продукте риформинга.



Таблица 1

Способы снижения содержания бензола в бензине

Способ	Нефтеперерабатывающие заводы
Увеличение алкилатов, изомеризатов, оксигенатов в товарном бензине	Омский, Комсомольский, Ангарская НХК, Пермнефтеоргсинтез, Нижегород НОС, Ачинский, Уфимский, Ново-Уфимский, Уфанефтехим, Афипский, Новополюцкий, Одесский, «Азернефтяг», Туркменбашинский, Лисичанск НОС
Предфракционирование	Омский, Кириши НОС, Ухтинский, Рязанский, Орск НОС
Постфракционирование:	
– с последующей экстракцией	Кириши НОС, Новокуйбышевский, Газпром нефтехим Салават, Ярослав НОС, Павлодарский НХЗ, Атырауский НПЗ, Шымкентнефтеоргсинтез, Кременчугский НПЗ, Бакинский НПЗ им. Гейдара Алиева, BASF/FINA Порт Артур, Техас, США; Hood Oil Санаа, Йемен; Oman Oil Company Доха, Оман; CEPСА Уэльва, Испания; Borzouyeh Petrochemical Co. Бандар Ассалуэ, Иран; PKN Orlen S. А Плоцк, Польша; SK Corporation Ульсан, Корея; Holborn Europa Raffinerie GmbH Гамбург, Германия
– гидроизомеризацией	Волгоградский, Мозырский

В настоящей работе на примере типовой установки каталитического риформинга показаны варианты снижения содержания бензола в риформате в процессе стабилизации риформата.

Задачи:

- 1) Построение компьютерной модели в пакете прикладных программ UniSim Design блока стабилизации риформата.
- 2) Разработка и анализ возможности внедрения вариантов по снижению содержания бензола в риформате.

Исходные данные для проекта—производительность установки 1 млн.т/год. По данным мониторинга (рис. 1) содержание бензола в ста-

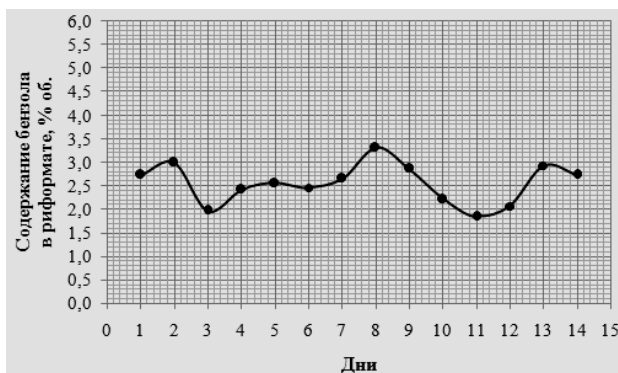


Рис. 1. Мониторинг содержания бензола в стабильном платформате



бильном риформате варьируется от 1,8 до 3,5% об. Типичный состав сырья представлен в таблице 2.

Таблица 2

Групповой состав нестабильного риформата

	Содержание, % масс.					
	н-алканы	i-алканы	алкены	нафтены	аром. у/в	Итого
C ₁	0,0003	–	–	–	–	0,0003
C ₂	0,0039	–	–	–	–	0,0039
C ₃	0,0182	–	–	–	–	0,0182
C ₄	0,0341	0,0172	0,0001	–	–	0,0514
C ₅	0,0089	0,0153	0,0005	0,0002	–	0,0249
C ₆	0,0062	0,0176	0,0004	0,0007	0,0223	0,0472
C ₇	0,0169	0,0600	0,0024	0,0014	0,1822	0,2629
C ₈	0,0051	0,0233	0,0001	0,0012	0,2223	0,2520
C ₉	0,0010	0,0041	–	0,0002	0,2092	0,2145
C ₁₀	0,0022	0,0005	–	0,0003	0,0964	0,0994
C ₁₁	0,0028	–	–	–	0,0167	0,0195
C ₁₂	–	–	–	–	0,0057	0,0057
Всего	0,0996	0,1380	0,0035	0,0040	0,7548	0,9999

Этапы построения компьютерной модели установки включали:

- определение составов материальных потоков;
- построение материального и теплового балансов блока стабилизации;
- технологический расчет аппаратов.

Базовая модель блока стабилизации приведена на рис. 2а, материальный баланс блока в таблице 3.

На основе базовой модели разрабатывается два варианта снижения содержания бензола в риформате:

- вывод бензол-содержащей фракции из ректификационной колонны блока стабилизации установки каталитического риформинга;
- добавление блока фракционирования стабильного риформата.

Для выявления тарелки, с которой выведенный поток будет иметь наибольшую концентрацию бензола, рассчитан концентрационный профиль бензола в нестабильном риформате. Выбрана 23-я тарелка.

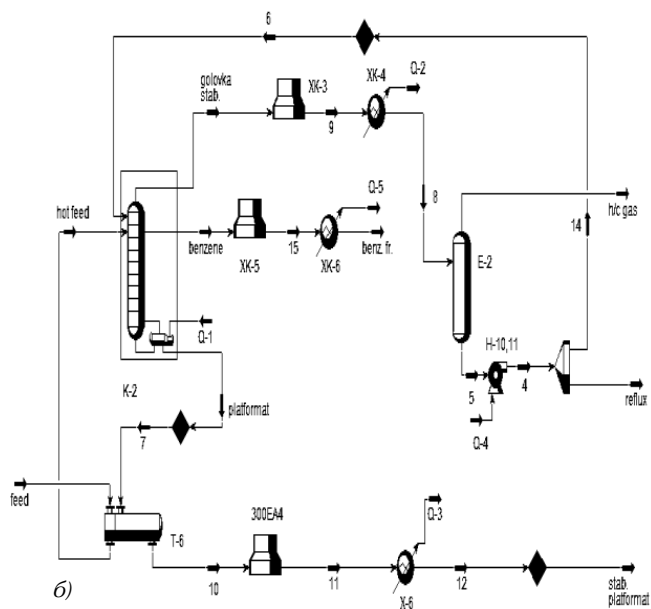
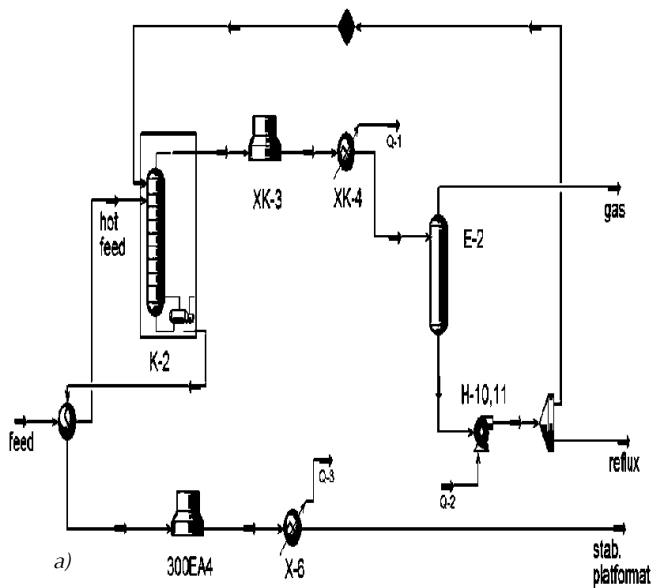


Рис. 2. Компьютерная модель блока стабилизации:
 а) — базовый вариант; б) — с выводом бензол-содержащей фракции



Таблица 3

Материальный баланс блока стабилизации

Поток	Поверочный расчет		По модели	
	Расход, т/ч	Выход, %	Расход, т/ч	Выход, %
Поступило:				
Нестабильный риформат	108972,0	100,0	108972,0	100,0
Получено:				
Стабильный риформат	100721,0	92,4	100721,0	92,4
Углеводородный газ стабилизации	2431,0	2,2	2431,0	2,2
Рефлюкс	5820,0	5,4	5820,0	5,4
Итого:	108972,0	100,0	108972,0	100,0

При сравнении содержания бензола в платформате до и после модернизации показано, что содержание бензола снизилось до необходимого уровня < 1%, но объем стабильного платформата снизился на 30%. Также наблюдается снижение октанового числа на 2 пункта по исследовательскому методу.

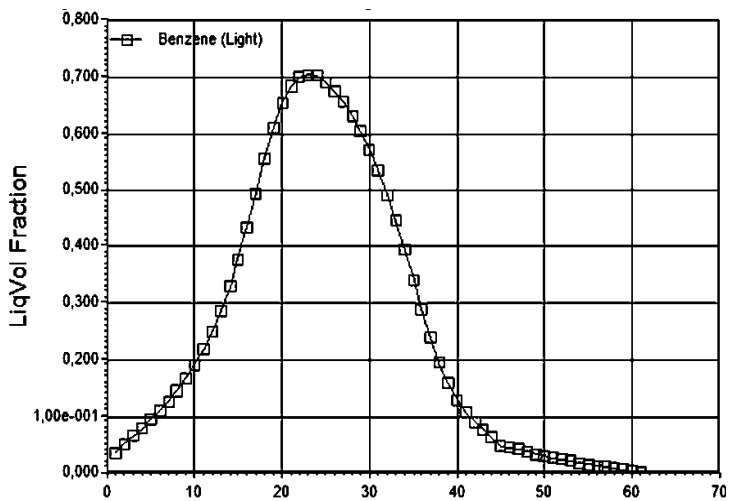
В блоке фракционирования предлагается разделение стабильного платформата на три фракции: добензольную (нк-62 °С), бензолсодержащую (62–85 °С) и послебензольную (85 °С-кк), с последующим смешением до- и послебензольной фракций и получением платформата с содержанием бензола < 1% об.

Создана модель с добавлением блока фракционирования стабильного платформата (рис. 4). Для выявления тарелки также приведен концентрационный профиль бензола в стабильном риформате (рис. 3б). Для вывода фракции выбрана 23-я тарелка колонны стабилизации, что приводит к снижению содержания бензола в риформате до 1%, при этом октановое число риформата снижается на один пункт по исследовательскому методу.

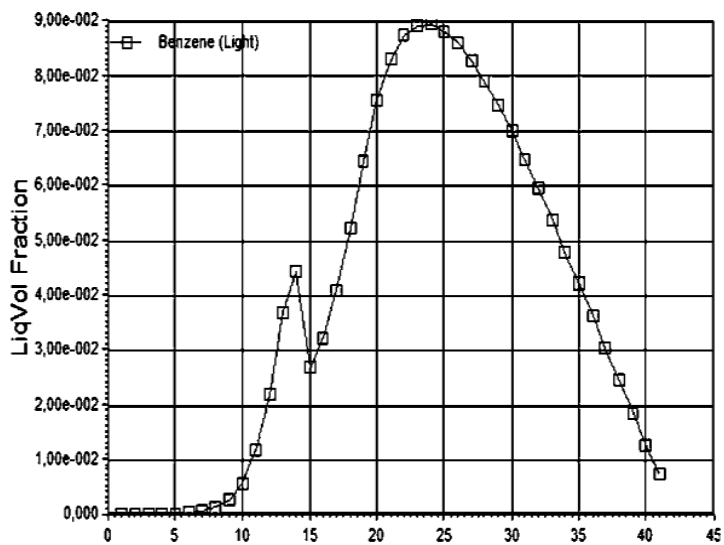
При сравнении результатов по двум вариантам (рис. 5) показано, что наиболее эффективным является второй вариант, т.к. образуется более узкая бензол-содержащая фракция.

Выведенный бензол-содержащий поток может быть отправлен на блоки разделения с получением товарного бензола.

Проведена оценка технико-экономических показателей проекта, годовой эффект от внедрения на НПЗ может достигать нескольких миллиардов рублей.



a)



б)

Рис. 3. Концентрационный потарелочный профиль содержания бензола в нестабильном (а) и стабильном риформате (б)

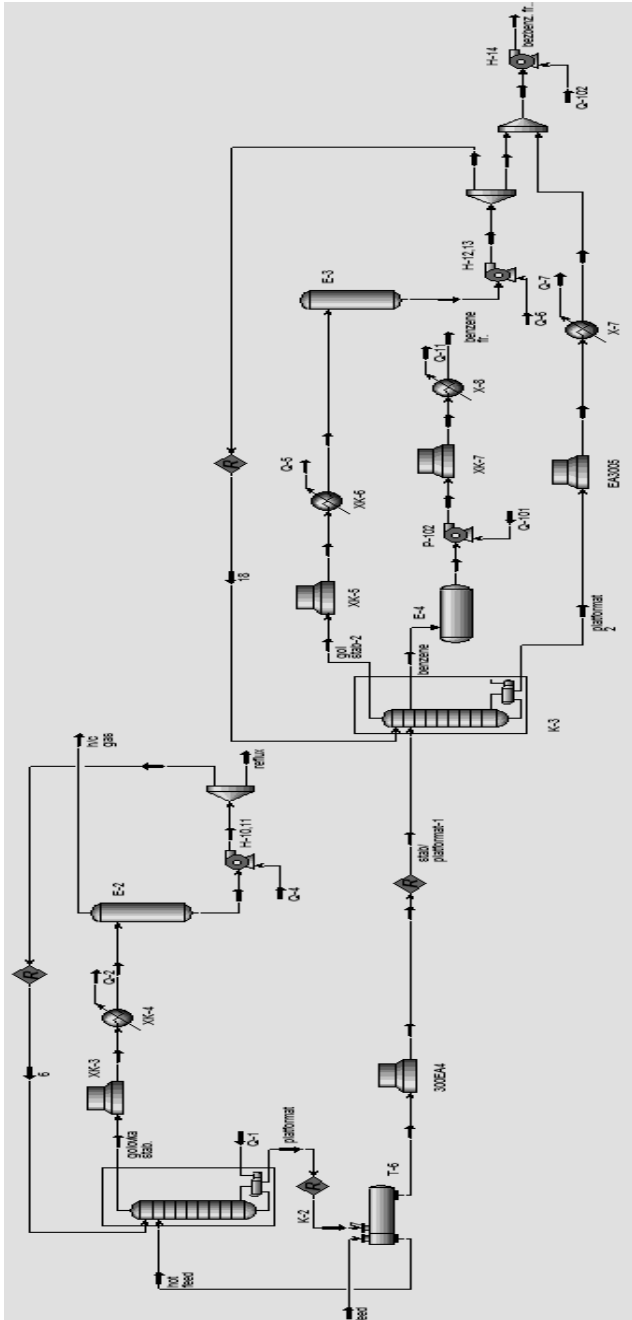


Рис. 4. Компьютерная модель блоков стабилизации и фракционирования риформата



Рис. 5. Сравнение вариантов снижения содержания бензола в риформате и получения дополнительной бензол-содержащей фракции

Таким образом, снижение содержания бензола в риформате позволит производить бензины Евро-4, 5, что приведет к улучшению экологической ситуации в стране, так и для повышения конкурентоспособности отечественных бензинов на мировых рынках.



Комплексный подход к созданию геолого-технологической модели зоны ПТВ пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения для оценки эффективности применения термических методов увеличения нефтеотдачи пластов

Е. Н. Тараскин, К. В. Пчела, С. А. Прокушева

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть» в г. Ухте

Основные перспективы развития нефтедобычи в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции связаны с интенсификацией освоения крупных остаточных запасов высоковязкой нефти пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения при помощи инновационных технологий разработки. В связи с тем, что на современном этапе полномасштабное моделирование таких объектов разработки представляет собой до конца нерешенную задачу, были созданы несколько секторных геолого-технологических моделей наиболее актуальных участков залежи.

Работа посвящена результатам, полученным на основе комплексного подхода к построению и адаптации секторной геолого-технологической модели зоны ПТВ при разработке ее на естественном упруго-водонапорном режиме.

Создание секторных геолого-технологических моделей актуальных участков пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения является крайне сложной задачей, требующей комплексного подхода к подготовке и анализу исходных данных, построению цифровых геологических моделей на основе выделения и корреляции трещинно-каверно-поровых пластов и цифровых термогидродинамических моделей двойной пористости/двойной проницаемости.

В результате создана цифровая геологическая модель зоны ПТВ пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, учитывающая результаты детальной корреляции и фациальной типизации разрезов скважин (рис. 1).

На основе интегрирования имеющихся данных сейсмических, петрофизических и промыслово-геофизических исследований смоделирована система естественной трещиноватости карбонатных пластов в зоне ПТВ (рис. 2).

В процессе адаптации геолого-технологической модели зоны ПТВ в период ее разработки на естественном упруго-водонапорном режиме установлено, что наиболее адекватной фактическим данным является фильтрационная модель двойной проницаемости/двойной пористости.

При построении термогидродинамических моделей пластов с двойной пористостью/двойной проницаемостью необходимо находить решение не только традиционных проблем моделирования трещиноватых коллекторов, но и проблем моделирования паротеплового воздействия. К таким проблемам относятся необходимость корректного задания в модели термогидродинамических свойств пластовых и закачиваемых флюидов, учет теплотерь на кровле и подошве продуктивных пластов, моделирование особенностей распространения паротеплового фронта и прорывов закачиваемого пара в добывающие скважины.

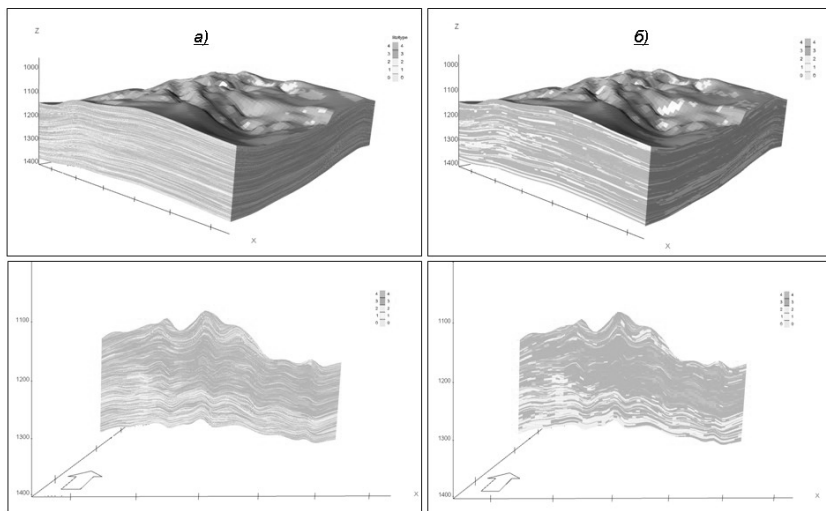


Рис. 1. Кубы и разрезы типов пластов геологической и укрупненной модели.
 Принятая типизация пластов: 0 — непроницаемые пласты-неколлекторы; 1 — поровые пласты-неколлекторы; 2 — порово-каверновые пласты-неколлекторы; 3 — трещиноватые пласты-неколлекторы; 4 — пласты-суперколлекторы

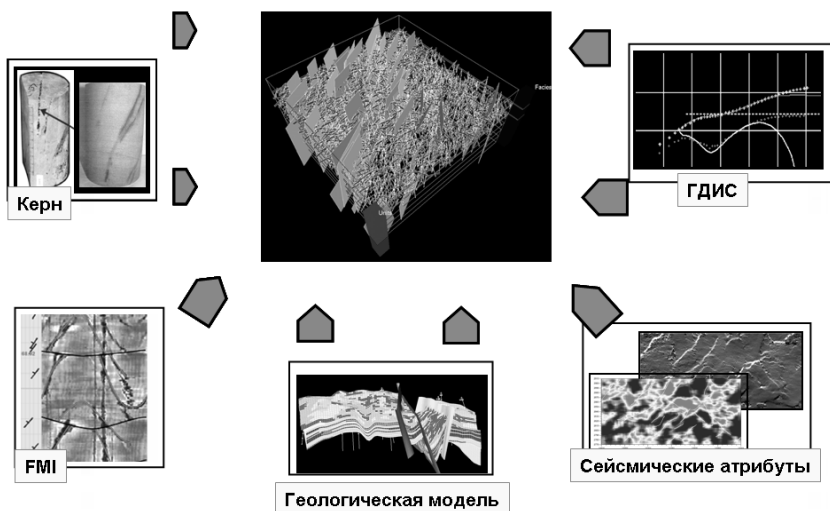


Рис. 2. Интегрированный подход к созданию модели трещиноватости зоны ПТВ



В работе была успешно применена созданная методология комплексного подхода к построению и адаптации секторных геолого-технологических моделей на примере зоны ПТВ в целом при разработке ее на естественном режиме и первоочередного участка № 4023 поскважинно как на естественном режиме, так и при паротепловом воздействии на пласт (рис. 3).

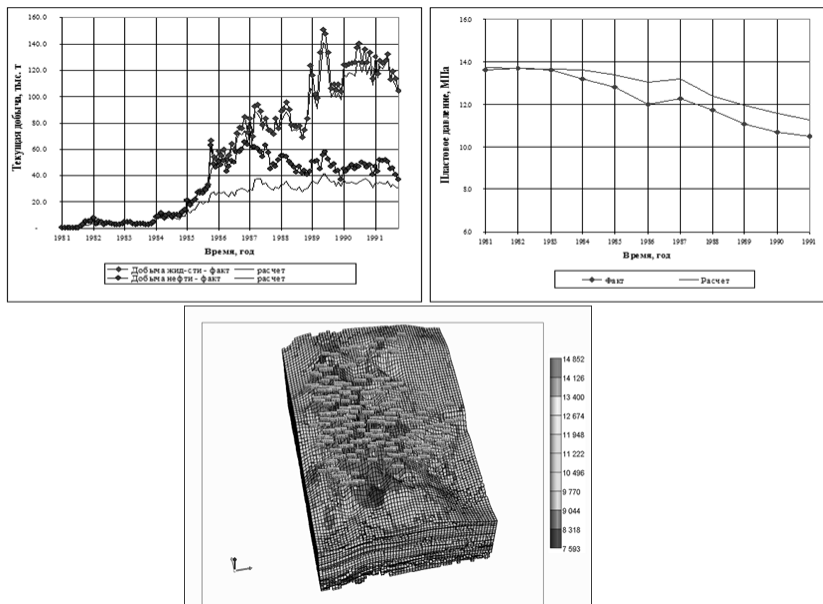


Рис. 3. Результаты адаптации фильтрационной модели зоны ПТВ

Полученные в результате геолого-технологического моделирования данные подтвердили адекватность исходных положений нового комплексного подхода (активное дренирование высоко проводящих пластов — коллекторов, образующих единую гидродинамическую систему благодаря наличию естественной трещиноватости, приток законтурной воды, снижение остаточной нефтенасыщенности в процессе паротеплового воздействия на пласт).

Реализация альтернативного варианта разработки первоочередного участка № 4023, предусматривающего перенос закачки пара в нижний объект разработки, ограничение отборов жидкости из отрицательно реагирующих на паротепловое воздействие добывающих скважин и форсирование отборов жидкости из нереагирующих добывающих скважин (рис. 4), позволит увеличить технологическую эффективность паротеплового воздействия на пласт (рис. 5) и обеспечит поступление дополнительных денежных средств (табл. 1).

В дальнейшем планируется использовать созданный комплексный подход для построения и адаптации геолого-технологических моделей других актуальных участков залежи с целью выбора оптимального ва-

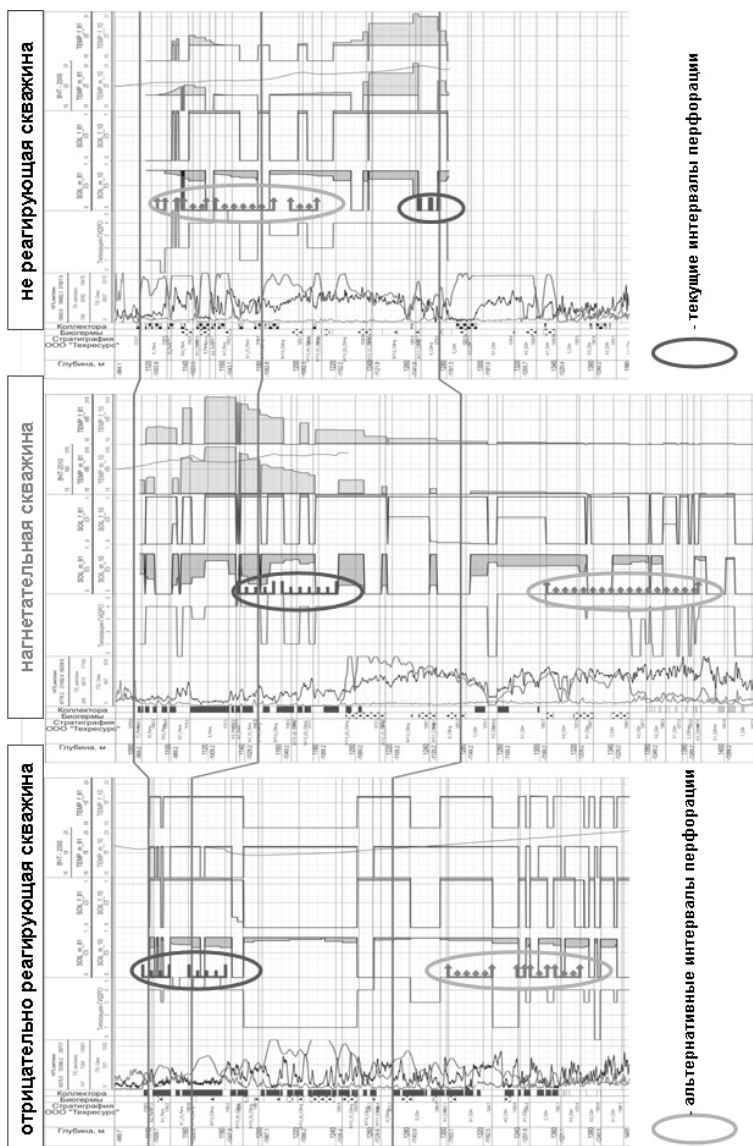


Рис. 4. Предлагаемые изменения интервалов перфорации в добывающих и нагнетательных скважинах по альтернативному варианту

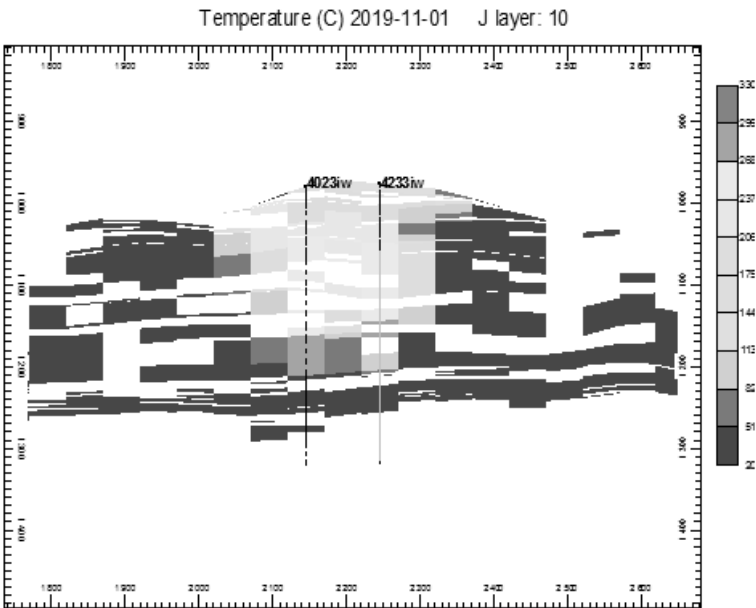
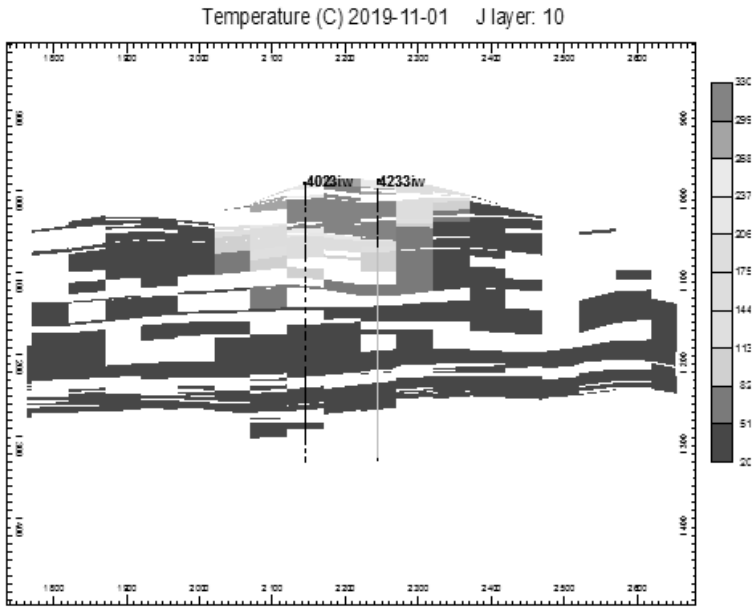


Рис. 5. Распределение пластовой температуры на конец разработки первоочередного участка по вариантам



рианта ее дальнейшей разработки. Созданная методика комплексного подхода к построению и адаптации секторных геолого-технологических моделей может успешно применяться на сложно-построенных месторождениях и залежах высоковязких нефтей и битумов.

Таблица 1

Основные технико-экономические показатели эффективности разработки прогнозируемых вариантов

Показатели	Единица измерения	Варианты разработки		
		На естественном режиме	Базовый	Альтернативный
Добыча нефти	тыс. т	251,7	586,2	789,7
Накопленное ПНО	т/т	–	3,6	3,2
Конечная нефтеотдача (при достижении 98,0 % обводненности)	%	12,7	24,4	29,8
Эксплуатационные затраты	млн. руб	374,8	1122,4	1415,3
Выручка от реализации	млн. руб	1812,3	4220,8	5685,9
Накопленный ЧДД	млн. руб	421,9	701,1	878,8

Выводы

Создание секторных моделей актуальных участков залежи является сложной, нетривиальной задачей, требующей комплексного подхода к подготовке и анализу исходных данных, построению геологических моделей на основе выделения и корреляции пластов с улучшенными коллекторскими свойствами и фильтрационных моделей двойной пористости / двойной проницаемости;

По результатам секторного термогидродинамического моделирования выполнена оценка энергетической и технико-экономической эффективности площадной закачки теплоносителя, а также обоснованы практические рекомендации по оптимизации режимов работы скважин и способам извлечения локализованных запасов в отдельных элементах разработки зоны ПТВ;

Перечисленные результаты работы будут учтены при составлении нового проектного документа «Технологическая схема опытно-промышленной разработки актуальных участков пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения», рассмотрение которого в ЦКР Роснедр намечено в конце 2011 г;

Созданная методика комплексного подхода к построению и адаптации секторных геолого-технологических моделей может успешно применяться на сложно-построенных месторождениях и залежах высоковязких нефтей и битумов в отрасли в целом.



Повышение качества анализа риска путем построения деревьев отказов

А. А. Тарасюк, Ю. В. Писаренко

ООО «НК «Роснефть» — Научно-технический центр

В связи с вводом в действие Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» на территории Российской Федерации впервые законодательно установлены критерии допустимого индивидуального и социального пожарного риска. Таким образом, достоверный анализ этих показателей стал основной задачей специалиста, проводящего оценку рисков.

Известно, что для проведения достоверного анализа риска необходимо повысить достоверность такого показателя как вероятность возникновения аварии и частоты её реализации. В инженерной практике специалисты, выполняющие анализ риска аварий, которые могут произойти на ОПО, сталкиваются с проблемой оценки вероятности возникновения самой аварии.

Существующие методики оценки основаны на данных статистики и не всегда учитывают специфику проектируемых объектов, к тому же из рассмотрения зачастую выпадают некоторые причины возникновения аварий и, соответственно, становится затруднительным предусматривать в проектной документации на ОПО дополнительные мероприятия, направленные на предупреждение аварии и, следовательно, на снижение риска аварий.

В представленной работе рассмотрена возможность использования метода анализа надежности — «дерево отказов» для повышения качества анализа риска опасных производственных объектов, проводимого на этапе их проектирования.

Дерево отказов состоит из последовательностей и комбинаций нарушений и неисправностей и, таким образом, оно представляет собой многоуровневую графологическую структуру причинных взаимосвязей, полученных в результате прослеживания опасных ситуаций в обратном порядке, для того чтобы отыскать возможные причины их возникновения.

На основе построения «деревьев отказов» можно получить наиболее достоверный количественный показатель вероятности возникновения аварии, поскольку «дерево отказов» учитывает все особенности проектируемого оборудования.

Одной из задач анализа «дерева отказов» является определение перечня первичных отказов, приводящих к созданию аварийной ситуации.

Дерево позволяет отследить минимальную комбинацию отказов оборудования, одновременная реализация которых приводит к аварии.

В работе наглядно отображено применения метода: построено и проанализировано «дерево отказов», «верхним» событием которого является разгерметизация проектируемого нефтегазового сепаратора.

Построение «дерева отказов» и вычисление вероятностей производилось при помощи программных средств экспертного моделирования промышленных аварий и оценки риска, реализованных в программном комплексе «РизЭкс-2».



Вид рабочего окна модуля «Дерево отказов» в «РизЭкс –2» приведен на рисунке 1.

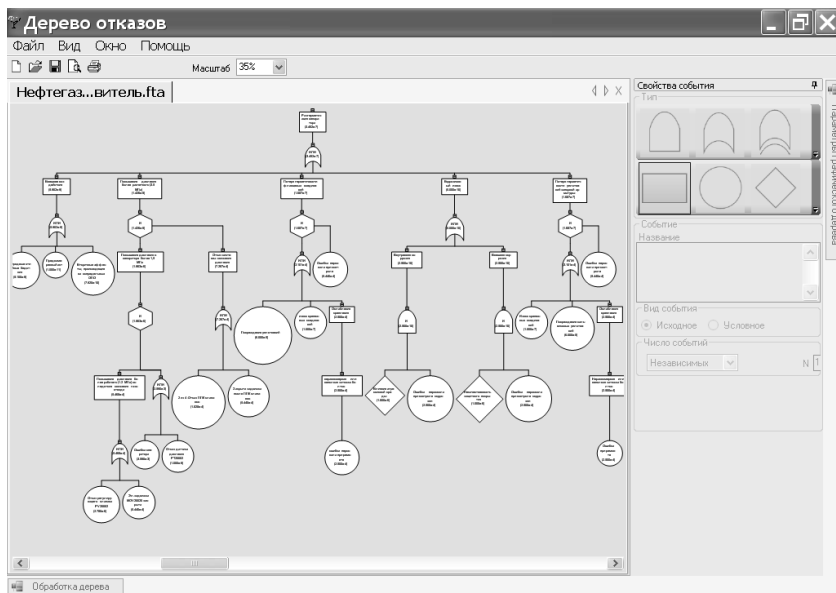


Рис. 1. Вид рабочего окна модуля «Дерево отказов» в «РизЭкс –2»

Для рассмотренного в работе «дерева отказов» нефтегазового сепаратора найдено наиболее вероятное аварийное сочетание, приводящее к разрушению сепаратора и полному выходу продукта из него, а также наиболее значимые события.

В процессе анализа выяснилось, что самый высокий вклад в верхнее событие — разгерметизация сепаратора, вносит ошибка оператора. Таким образом, основным фактором аварий на сепараторе является так называемая «ошибка человека»: небрежность, неопытность, неправильная диагностика, принятие неправильных решений и т.д. Этот фактор может восприниматься как наиболее непредсказуемый (неопределенный), делая весьма вероятными сколь угодно большие ущербы.

Полученные с помощью «дерева отказов» показатели вероятности позволили построить график зависимости вероятности разгерметизации нефтегазового сепаратора от времени его эксплуатации (рис. 2).

График наглядно отражает незначительный рост вероятности разгерметизации сепаратора в течение длительного времени. Такой результат получен вследствие того, что при построении дерева отказов и графика не учитывался износ оборудования.

В дереве отказов должна приводиться вероятность для различных временных этапов эксплуатации оборудования, т.е. для различной степени его износа. Такой подход позволяет прогнозировать интенсивность отказа оборудования с учетом его технического состояния. Учет

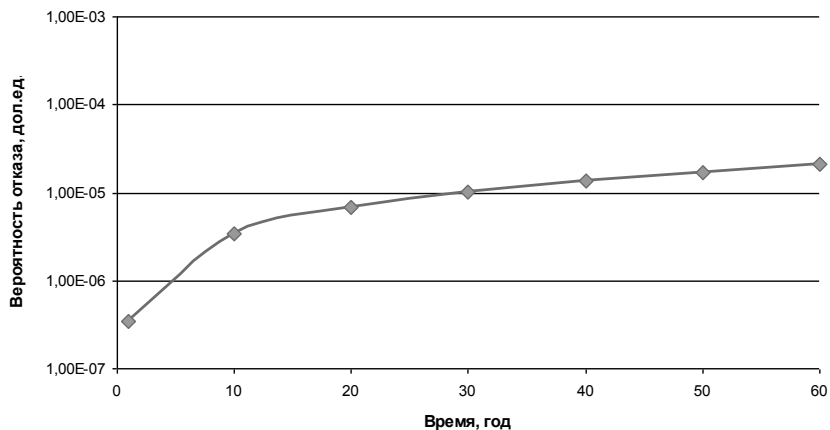


Рис. 2. График зависимости вероятности разгерметизации сепаратора от времени его эксплуатации

износа оборудования особенно актуален при декларировании ОПО, когда наряду с проектируемым объектом рассматривается и существующее положение.

Анализ статистических данных интенсивности отказов оборудования на различных временных этапах его эксплуатации, показывает резкое возрастание интенсивности отказов оборудования при степени износа, превышающей 0,6.

Так, при степени износа до 0,6 значение вероятности разгерметизации наибольшим образом зависит от отказов систем КИПиА и ошибок персонала. Область значений степени износа более 0,6 характеризуется резким возрастанием значений интенсивности отказов. На этой стадии износа интенсивность отказов сепаратора в наибольшей степени определяется уже его собственным техническим состоянием. Таким образом, наиболее влиятельной веткой станет коррозионный износ.

Основываясь на зависимости интенсивности отказов сепаратора от степени износа, построен график зависимости вероятности отказа от времени эксплуатации с учетом износа (рис. 3).

Проведенный в работе анализ позволяет сделать вывод, что качество анализа риска путем построения деревьев отказов повышается при условии полного и глубокого понимания функционирования системы и характера возможных отказов её элементов исследователем.

Именно поэтому реализация метода требует значительных затрат средств и времени.

В условиях сжатых сроков проектирования, в процессе анализа риска при построении «деревя отказов» совершается множество ошибок.

В связи с этим в целях оптимизации процесса анализа потенциальных опасностей ОПО работа предполагает создание базы типовых «деревьев отказов» для разных типов нефтегазопромыслового оборудования.

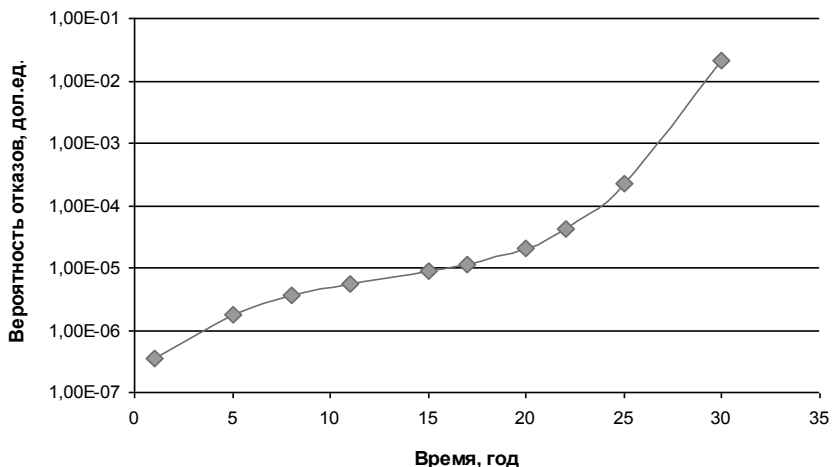


Рис. 3. График зависимости вероятности отказа от времени эксплуатации с учетом износа

Разрабатываемая база представляет собой структурированный архив деревьев для оборудования, наиболее часто встречающегося при проектировании в нефтегазовой отрасли.

Построение и редактирование типовых деревьев осуществляется при помощи программных средств экспертного моделирования промышленных аварий и оценки риска, реализованных в программном комплексе РизЭкс-2.

Наличие базы позволит ускорить процесс построения «дерева отказов»: при проведении анализа риска на проектируемых объектах с типовым оборудованием, используя шаблон, можно лишь корректировать «ветви» и события с учетом специфики аппарата, для которого строится «новое дерево».

Экономический эффект от применения метода «дерево отказов» в процессе анализа риска при проектировании ОПО может быть отражен как снижение показателя риска экономического ущерба, поскольку данный показатель может быть использован для оценки страховых выплат.

Результаты сравнения риска экономического ущерба, рассчитанного с использованием среднестатистической вероятности $Q_{сс}$ и вероятности, полученной на основе «дерева отказов» $Q_{до}$, приведены на рисунке 4.

Проведение анализа риска на стадии проектирования ОПО с помощью метода «дерево отказов» дает возможность достоверно определить показатель вероятности возникновения аварии, а также выявить участки системы с наибольшей вероятностью отказа оборудования, а следовательно, и возможность влиять на показатели риска путем принятия соответствующих решений и мер именно там, где система наиболее уязвима. Снижение вероятности возникновения аварии ведет к уменьшению риска гибели людей, снижению индивидуального и социального пожарного

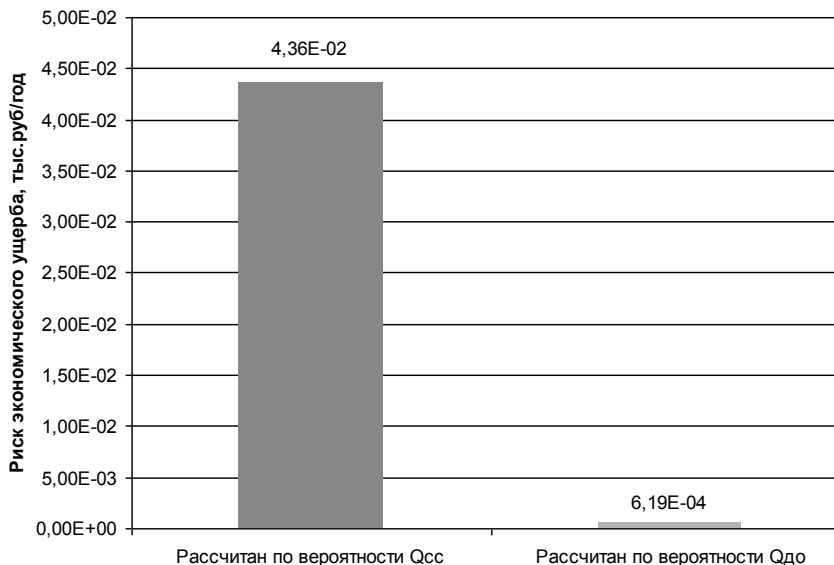


Рис. 4. Результаты сравнения риска экономического ущерба

риска до допустимого уровня, установленного ФЗ-123, снижению риска экономического ущерба.

В результате проделанной работы доказана эффективность построения «дерева отказов» при определении показателей риска ОПО, эффективность применения данного метода для улучшения качества проводимого анализа, а также его эффективность при разработке и принятии проектных решений.

Гидродинамические исследования скважин в решении вопроса регулирования разработки участка Сугмутского месторождения, разрабатываемого ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

М. Н. Тимофеева, Э. И. Мусабирова

Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТюмГНГУ

В работе рассматривается Оптимизация системы заводнения на Сугмутском месторождении с использованием селективной изоляции и нейтрализации каналов быстрого транспорта воды. Гидродинамические исследования скважин, а также вопрос регулирования разработки участка Сугмутского месторождения.

1. Подробно рассматриваются общие сведения о месторождении.
2. Свойства нефти и газа на Сугмутском месторождении:



Результаты исследования поверхностных проб нефтей. Результаты исследования глубинных проб пластовой нефти. Компонентный состав нефтяного газа.

3. Фонд скважин месторождения.

Характеристика фонда скважин Сугмутского месторождения на 01.01.2005 г.

4. Гидродинамические методы контроля за разработкой Сугмутского месторождения.

Исследования скважин Сугмутского месторождения.

5. Виды гидродинамических исследований.

6. Комплекс гидродинамических исследований:

- 1) стадия промышленной разработки объекта;
- 2) метод восстановления (падения) давления;
- 3) обработка результатов исследования с учетом дополнительного притока жидкости.

7. Контроль процесса за оптимизацией системы заводнения.

Ознакомившись с нагнетательными скважинами, наблюдается высокая обводненность, а также наличие трещин.

Рассмотрев энергетическое состояние блоков 15 и 16.

- Среднее давление по блоку 300.9 атм, на 20 атм. выше первоначального.
- Среднее давление в области отборов 294.1 атм. рост за квартал (+4.1 атм).
- Среднее давление в области закачки 353.0 атм.
- Забойное давление в нагнетательных скважинах 450–460 атм.
- Забойное давление в добывающих скважинах 60–140 атм.

В нагнетательных скважинах превышаются механические условия пласта, тем самым разрушается пласт. Для предотвращения разрушения пласта используют химическую обработку. Химические методы воздействия дают результаты в слабопроницаемых карбонатных коллекторах. Их успешно применяют в цементированных песчаниках, в состав которых входят карбонатные цементирующие вещества.

Наблюдаем прибавку в нефти, добыча растёт до определённого числа экстремума, затем идёт спад. Теряем жидкость, уменьшается закачка, следовательно, экономия на закачке.

8. Анализ процесса разработки месторождений

Анализ геологической модели месторождения: уточнение геологического строения месторождения, свойств коллектора и флюидов (рис. 1).

Анализ технологических показателей разработки по месторождению, отдельным объектам и участкам:

а) динамики добычи жидкости, нефти и газа, сопоставление добычи флюидов с закачкой воды, текущих и накопленных отборов с гидропроводностью пласта; фондов добывающих и нагнетательных скважин (с установлением динамики добычи флюидов и фонда скважин по способам эксплуатации), расщепления добычи флюидов по площади и толщине пласта (соотношения накопленной и текущей добычи и закачки по месторождению и пласту с выделением характерных участков месторождения по интенсивности их разработки) (рис. 2);



	Начальные геологические запасы, м3	Текущие геологические запасы, м3	Накопленная добыча, м3	Текущий КИН	Обводненность, %
16 блок	17045548	9729794	7430615	0.436	86.1
15 блок	13112909	8037764	5094090	0.388	83.6
14 блок	9907606	7096588	2863948	0.289	84.3

	Подвижные запасы, с учётом КИН				Потенциал, с учётом КИН			
	0.42	0.43	0.44	0.45	0.42	0.43	0.44	0.45
16 блок	7159130	7329586	7500041	7670497	-271484	-101029	69426	239882
15 блок	5507422	5638551	5769680	5900809	413332	544461	675590	806719
14 блок	4161195	4260271	4359347	4458423	1297247	1396323	1495399	1594475

Рис. 2. Информация по остаточным запасам

б) состояния обводненности месторождения, определение влияния текущих темпов разработки на обводненность продукции, изучение степени и характера обводнения скважин по площади и толщине месторождения, влияния отборов и закачки жидкости на перемещение и скорость продвижения контуров нефтеносности, оценка степени обводненности продукции в зависимости от отобранных запасов; получение зависимости обводненности продукции от отбора нефти закачки воды (рис. 3).

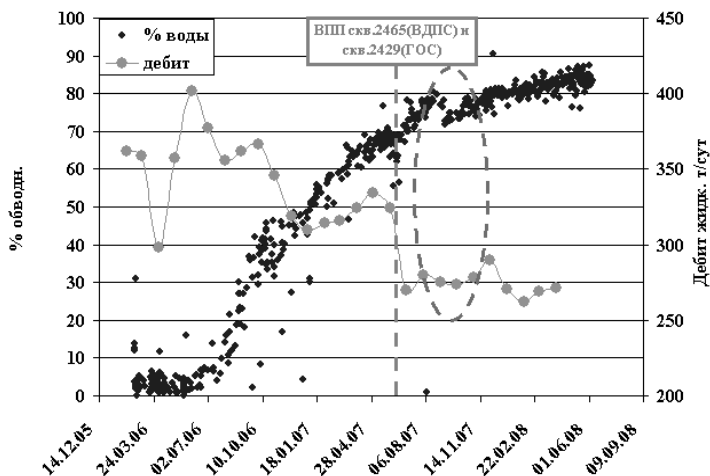


Рис. 3. Реакция на ВПП в нагнетательных скважинах № 2464, 2429

Пример: производится Химическая обработка. Результаты после химической обработки

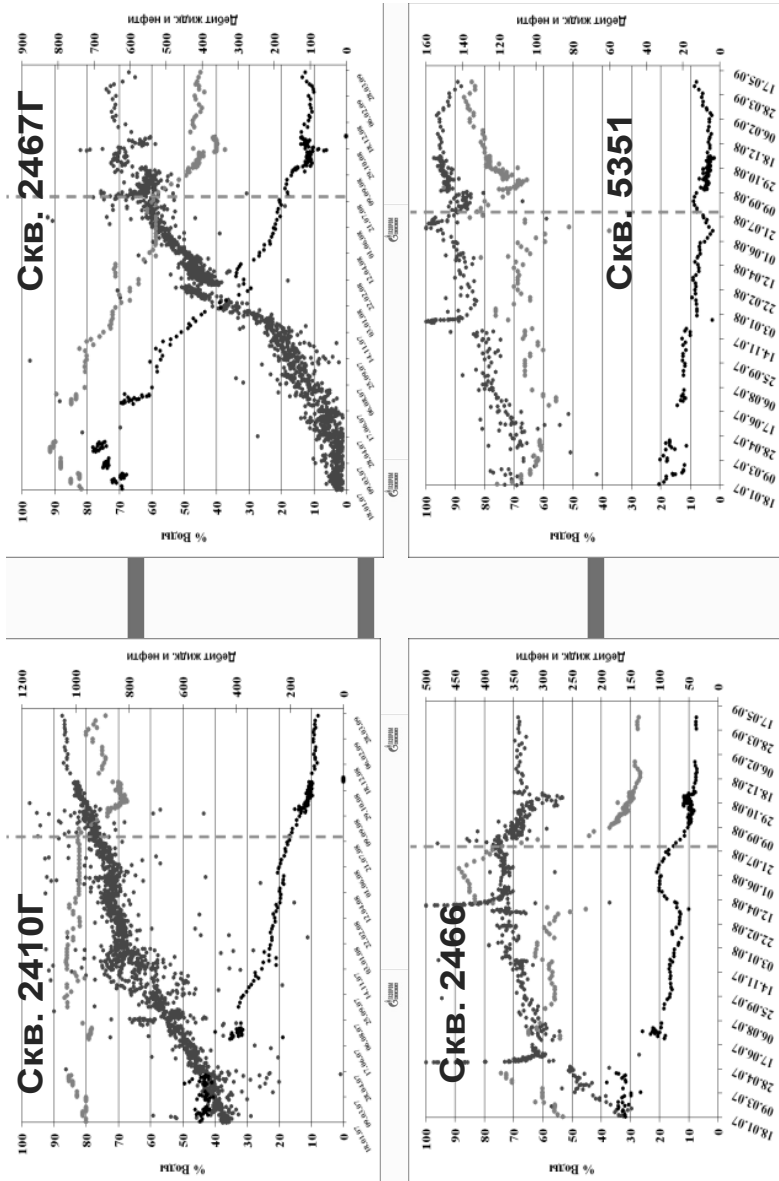


Рис. 4. Анализ состояния техники добычи после остановки нагнетательных скважин



Скважина № 2408 добывающая, 2465, 2429 нагнетательные. На данной скважине используют вододисперсную состав (ВДПС) и гелеобразующие состав (ГОС). До химической обработки скважины, обводненность увеличивалась приблизительно на 30%, а дебит постоянно прогрессирует, то падает, то поднимается. После же химической обработки мы видим некий спад обводненности и дебита, после чего стабилизацию данных. На данной скважине есть реакция.

Производится комплекс мероприятий:

- Полная остановка скважин ряда 15р-р на срок до октября 2008 года.
- Контроль изменения давления пласта по устьевым замерам (Рбуф.).
- Снижение давления в области нагнетания до уровня 280–290 атм.
- Подбор технологии и выполнение мероприятий по изоляции верхней части пласта BC_9^2 в нагнетательных скважинах № 2500, № 2465, № 2430, № 2429.
- Запуск нагнетательных скважин ряда 15р-р в работу при давлении на забое не превышающем 350 атм.
- По результатам опытных работ, подбор участков на месторождении для дальнейшего использования выработанных критериев.

Вывод

На остановленных нагнетательных скважинах производится капитальный ремонт, цементирование скважин верхних слоёв. Данные действия направлены на то, чтобы в верхней части пласт не принимал воду.

- Нормализовано пластовое давление нагнетательного ряда 15
- Сбалансирована закачка воды. Снижение суммарной приемистости скважин составило 2700 м³/сут., с 6300 до 3500 м³/сут.
- Снижена добыча суммарной жидкости на 2400 м³/сут., с 11400 до 9000 м³/сут.
- При этом достигнута относительная стабилизация добычи нефти.
- Снижен темп опережающего роста обводненности продукции добывающих скважин.
- Отмечается тенденция увеличения коэффициента нефтеотдачи на конкретном участке пласта.
- Рекомендуются использовать данный подход на других участках месторождения.
- Полная остановка скважин ряда 15р-р на срок до октября 2008 года.
- Контроль изменения давления пласта по устьевым замерам (Рбуф.).
- Снижение давления в области нагнетания до уровня 280–290 атм.
- Подбор технологии и выполнение мероприятий по изоляции верхней части пласта BC_9^2 в нагнетательных скважинах № 2500, № 2465, № 2430, № 2429.
- Запуск нагнетательных скважин ряда 15р-р в работу при давлении на забое не превышающем 350 атм.
- По результатам опытных работ, подбор участков на месторождении для дальнейшего использования выработанных критериев.



Производится капитальный ремонт, цементирование скважины с использованием химических элементов. Обводненность постепенно падает, происходит стабилизация добычи нефти.

Выводы и рекомендации:

- Нормализовано пластовое давление нагнетательного ряда 15
- Сбалансирована закачка воды. Снижение суммарной приемистости скважин составило 2700 м³/сут., с 6300 до 3500 м³/сут.
- Снижена добыча суммарной жидкости на 2400 м³/сут., с 11400 до 9000 м³/сут.
- При этом достигнута относительная стабилизация добычи нефти.
- Снижен темп опережающего роста обводненности продукции добывающих скважин.
- Отмечается тенденция увеличения коэффициента нефтеотдачи на конкретном участке пласта.
- Рекомендуется использовать данный подход на других участках Сугмутского месторождения и других месторождениях Западной Сибири.

Повышение надежности работы оборудования, отделения экстракции установки осушки СУГ УСФК-2. Новые решения для Пуровского ЗПК

А. Г. Тихонов

ООО «НОВАТЭК—Пуровский ЗПК»

Описание существующей технологической схемы

Отделение экстракции состоит из двух технологических линий. Поскольку аппаратное оформление первой и второй технологической линии аналогичны, рассмотрим технологическую линию № 1 (рис. 1).

Сжиженный углеводородный газ (СУГ), содержащий метанол, поступает от отделения фракционирования в колонну экстракции 070К-1. Через толщу воды, находящуюся в аппарате, СУГ выходит через шлемовую линию колонны, при этом содержащийся в СУГ метанол переходит в водный раствор. Так протекает процесс экстракции. Далее СУГ направляется в отделение адсорбции. Из нижней части колонны водометанольная смесь (ВМС) поступает совместно с потоком ВМС от технологических емкостей УСФК-1,2 в ёмкость-дегазатор 070Е-3, откуда через трубное пространство теплообменного аппарата 070Т-1 подаётся на питание колонны 070К-2, где протекает процесс ректификации, «верхом» по стандартной схеме через дефлегматор и рефлексную ёмкость отводится метанол с концентрацией 95% масс., а «низом» регенерированная кубовая вода. Подогрев куба осуществляется с помощью огневого подогревателя 070П-1 за счёт сжигания топливного газа. Регенерированная вода из аппарата 070Т-1 с помощью насоса через воздушный холодильник подаётся в колонну экстракции. Часть воды выводится из контура на комплекс очистных сооружений (КОС) предприятия, а её потеря компенсируется подачей

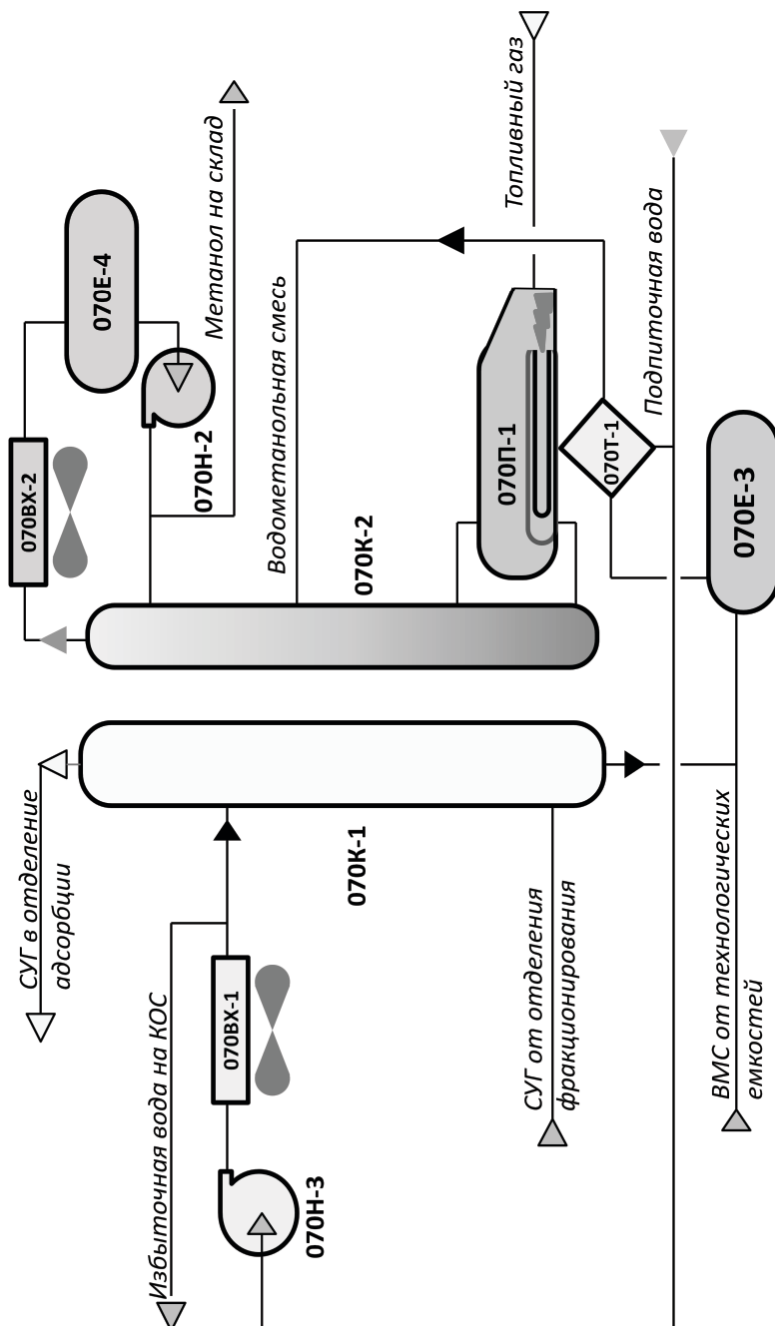


Рис. 1



свежей подпиточной воды от системы противопожарного водоснабжения в аппарат 070Т-1. Таким образом, запроектирована схема для исключения накопления солей в циркулирующем контуре воды. Мягко говоря, данная схема не совершенна. То есть свежая вода подаётся в 070Т-1 и тут же сбрасывается на КОС с нагнетания насоса 070Н-3. Работа оборудования отделения регенерации (070К-2, 070П-1, 070Т-1) заслуживает чрезвычайно пристального внимания, поскольку от его работы зависит не только качество и количество метанола, но и качество выводимого СУГ. То есть, содержание метанола в СУГ на выходе из колонны экстракции напрямую зависит от содержания метанола в регенерированной воде.

Специалистами ЗПК накоплен опыт по эксплуатации представленного оборудования (ввод в эксплуатацию в 2008 г.), проведены лабораторные исследования материальных сред обрабатываемых в коммуникациях УО СУГ, проведено обследование внутренних устройств в сентябре 2010 г., что позволяет сделать следующие выводы:

1. Схема не обеспечивает исключения накопления солей в циркулирующем контуре воды.
2. Схема не предусматривает независимую эксплуатацию колонны 070К-1 от колонны 070К-2, то есть, нет возможности вывести в ремонт колонну 070К-2 независимо от колонны 070К-1.
3. Образование отложений внутри оборудования отделения экстракции, в результате чего плохо прогнозируемая, высокая вероятность необходимости вынужденного останова.
4. Неудовлетворительное качество подпиточной воды.
5. Невозможность переработки ВМС с большим содержанием привозимой от газоконденсатных месторождений (ГКМ) нашего региона.

Совокупно все вышеописанные недостатки могут привести к значительным финансовым потерям. Масштаб проблемы таков, что при внеплановом останове на 10 дней одной технологической линии в совокупности с тем, что ЗПК будет загружен на 100% и будет отсутствовать возможность реализовать неосушенный СУГ, потери только ЗПК за переработанное сырьё составят более 58 миллионов рублей. Для ОАО «НОВАТЭК» ущерб будет более значителен.

Цель разработки: повышение эффективности и надежности работы массообменного, теплообменного оборудования, отделения экстракции установки осушки СУГ УСФК-2, снижение риска внепланового останова установки осушки СУГ за счет снижения отложений солей и механических примесей на внутренних устройствах технологического оборудования.

Проработаны следующие варианты решения заявленных проблем, краткое описание которых указано в таблице 1.

Таблица 1

Варианты	Недостатки	Достоинства
Установка блока очистки от солей и механических примесей на линии подачи ВМС в отделение регенерации метанола	На рынке представлено оборудование по очистке только воды. Предложений по нашим запросам не поступало.	—



Варианты	Недостатки	Достоинства
Снижение отложений солей за счёт увеличенной подачи подпиточной воды в 070К-1/1 без солей и механических примесей, изменение схемы потоков ВМС и воды	Опции по очистке воды помимо механических примесей ещё и от солей стоят достаточно дорого	Частичное решение проблем
Снижение отложений солей за счёт введения реагентов в технологическую систему	Дорогостоящие реагенты. Малоизученное влияние на товарные продукты. Предложений по нашим запросам не поступало.	—
Снижение отложений солей за счёт внедрения безреагентной технологии	Необходимость периодического слива накопленных солей. Отдельно без изменения обвязки данный вариант рассматривать нельзя	Частичное решение проблем

Проведённый сравнительный анализ позволил выбрать комплексное решение проблем: снижение отложений солей за счёт внедрения безреагентной технологии, установка фильтров очистки от механических примесей подпиточной воды производительностью, способной обеспечить очистку воды на две колонны экстракции. Изменение схемы потоков ВМС и воды.

Предлагаемая модернизация технологической схемы для двух технологических линий представлена на рисунке 2.

При работе по предлагаемой схеме существующие потоки подпитки и сброса на комплекс очистных сооружений (КОС) будут перекрыты, организация потоков будет осуществлена следующим образом:

Режим циркуляции воды

Сброс кубовой воды на КОС предлагается осуществлять не с трубопроводов подачи эстрагента (воды) в колонны 070К-1, а с теплообменных аппаратов 070Т-1 через новый теплообменник 070Т-2. Теплообменник 070Т-2 будет обеспечивать охлаждение кубовой воды колонн 070К-2 до температуры не более 40°C при сбросе ее на КОС. Подпиточная вода, так же как и сейчас, будет подаваться от системы противопожарного водоснабжения с расходом 1,6 м³/час, но не в аппараты 070 Т-1, а в блок фильтров грубой и тонкой очистки. Далее пройдя блок фильтров, вода будет подаваться в теплообменник 070Т-2, подогреваться и направляться через существующий клапан—регулятор расхода в трубопроводы всаса насоса 070Н-3.

Для обеспечения независимости работы колонны 070К-1 от колонны 070К-2 (в случае содержания метанола в кубовой воде более 0,2% мас., выводе в ремонт 070К-2 и т.п.) подпиточная вода, уже с расходом 16 м³/час вместо 1,6 м³/час, будет подаваться из теплообменника 070Т-2 в ёмкость 070Е-9. Для этого необходимо будет сделать соответствующие переключения.

Для защиты оборудования от отложений солей и шлама на трубопроводах питания и вывода кубовой воды колонны 070К-2 предлагается уста-



новить дополнительное оборудование, работающее по принципу безреагентных технологий (на рисунке 2—X).

Для выбора оборудования узла очистки воды были разработаны опросные листы на блок. При анализе поступивших технико-экономических предложений использовались критерии компактности, надежность эксплуатации, уровня автоматизации, необходимости применения реагентов, стоимости. Принято решение скомпоновать блок фильтров из оборудования, применяемого в составе различных установок, предложенных специализированными организациями.

В итоге, подобрано следующее оборудование:

- блока грубой очистки (улавливание механических включений размером более 100 мкм) ООО «Центр Водных Технологий», г. Москва;
- блока засыпных фильтров (улавливание механических примесей, микрочастиц, металлов, удаление органических и неорганических примесей, бактерий) ООО «Промтехнологии», г. Наро-Фоминск, Московская область;
- блока тонкой очистки (улавливание механических включений размером более 10 мкм).

В качестве теплообменного аппарата выбран пластинчатый теплообменник ГК «Промтехноком».

Следующий шаг разработки проекта это изучение многообразия безреагентных технологий уменьшения солеотложения, которые представлены в таблице 2.

Таблица 2

Выбор безреагентной технологии			
Магнитная		Ультразвуковая, акустические	Альтернативная
Аппараты с постоянными магнитами	Электромагнитные аппараты	Устройство противонакипное серии USP	Устройство противонакипное «Гидрофлоу»
Приборы МАВР	УПОВС «Максмир»		
Прибор «Ecomag»	Прибор «ANTI Са++»	Генератор акустических колебаний «Импульс»	
ANTI-INCRUST KRAFTING	Прибор АМО-25УХЛ 4	Аппарат «ЗЕВСО-НИК»	Приборы WaterKing
Прибор МПВ МВС		Устройства (АПУ) серии «Акустик-Т»	

Проведённый сравнительный анализ по критериям эффективности позволил выбрать прибор «Гидрофлоу». Принцип действия прибора «Гидрофлоу» основан на применении управляемого микропроцессором генератора высокочастотных электромагнитных импульсов с переменной частотой. «Гидрофлоу» использует саму трубу как излучатель электромагнитных импульсов. Кроме эффекта снижения со-



леотложения на поверхностях оборудования имеется эффект подавления коррозии. В пользу данного прибора говорят низкие эксплуатационные затраты, а так же опыт эксплуатации на объектах, аналогичных нашему.

Ожидаемые научно-технические, экономические и социальные результаты

После проведения экономических расчётов видно, что даже по самому худшему варианту, с точки зрения реализации проекта, данное оборудование окупится и снизит потенциальные риски потерь денежных средств компании (диапазон возможных потерь от 1 254 943 до 58 577 656 рублей).

Экономические показатели проекта с учётом вероятностей реализации различных вариантов (структура рынка СУГ, загруженность по сырью и т.п.)

Дисконтированный срок окупаемости оборудования — 1 г. 6 м. 3а 10 лет эксплуатации оборудования ЧДД (Чистый дисконтированный доход) составит 19,752 млн. руб. при ставке дисконтирования 10%. Внутренняя норма доходности (IRR) равна 236, 9%.

Всесторонне проведённый экономический анализ проекта (расчёт по шести вариантам) позволяет с полной уверенностью сделать вывод о необходимости инвестирования данного проекта.

Использование регенерированных катализаторов гидроочистки в режиме гидрокрекинга

В. А. Тресков, С. Н. Петрованов

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»

Цель выполненной работы заключается в наиболее рациональном применении регенерированных катализаторов гидроочистки, при этом достигнут экономический эффект 38,7 млн. рублей за счет экономии свежего катализатора гидрокрекинга.

В ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» эксплуатируется установка гидрокрекинга с эбулированным слоем катализатора.

На установке гидрокрекинга применяется никель-молибденовый катализатор на оксиде алюминия, оптимизированный для деструктивной переработки тяжелого сырья.

Использование реактора с эбулированным слоем позволяет периодически производить вывод на регенерацию отработанного катализатора и ввод в реактор порции свежего и регенерированного катализаторов. В результате активность каталитической системы не снижается в течение заданного цикла работы, не требуется увеличивать температуру по реактору, что обеспечивает постоянство качества и структуры выхода продукции.

Требуемое количество добавляемого свежего катализатора зависит от свойств перерабатываемого сырья, объемной скорости, жесткости режима и составляет до 180 тонн в год.



В то же время на предприятии имеется определенный запас ранее эксплуатировавшихся регенерированных катализаторов гидроочистки.

Установки гидроочистки производят дизельное топливо с остаточным содержанием серы не более 10 ppm.

Применяются современные кобальт-молибденовые катализаторы, цикл работы которых, в среднем, составляет 2 года. Отработавшие катализаторы регенерируются на специализированной установке. При этом регенерированный катализатор теряет часть своей начальной активности, что приводит к сокращению продолжительности цикла работы при его повторном использовании. Современные высокоэффективные катализаторы гидроочистки, имеющие активные центры второго типа, при регенерации восстанавливают не более 70% своей первоначальной активности.

Использование регенерированных катализаторов на установках гидроочистки дизельных топлив, работающих в жестком режиме при производстве продуктового дизельного топлива с содержанием серы не более 10 ppm, малоперспективно, т.к. срок службы катализатора будет невелик.

Таким образом, на предприятии имелся запас регенерированных катализаторов гидроочистки, которым необходимо было найти рациональное применение и высокая потребность в свежем катализаторе гидрокрекинга. В результате появилась идея использовать регенерированные катализаторы гидроочистки для поддержания активности каталитической системы установки гидрокрекинга.

Проведено изучение возможности использования регенерированных катализаторов гидроочистки в режиме гидрокрекинга. На пилотной установке в Опытно-исследовательском цехе проведено испытание в режиме гидрокрекинга регенерированных катализаторов гидроочистки в сравнении с используемым в процессе гидрокрекинга свежим никель-молибденовым катализатором.

Результаты проведенного теста на активность приведены в таблице 1.

Таблица 1

Основные эксплуатационные показатели катализаторов

	Степень обес-серивания, % масс	Степень деа-зотирования, % масс	Конверсия фракции сырья 350°C+, %масс
Регенерированный катализатор, первый образец	98,45	99,79	37,50
Регенерированный катализатор, второй образец	97,83	99,08	37,50
Свежий катализатор гидрокрекинга	97,25	99,78	38,46

Активность регенерированных катализаторов в реакциях обессеривания при параметрах гидрокрекинга превзошла активность свежего катализатора гидрокрекинга. В деазотировании и реакциях гидрокрекинга активность трех испытанных катализаторов находилась на сопоставимом уровне.



Также были проведены лабораторные испытания катализаторов для оценки их механических свойств, а также проанализировано содержание каталитических ядов на регенерированных катализаторах. Регенерированные катализаторы гидроочистки по механическим свойствам (устойчивость к истиранию, прочность гранулы) сопоставимы, а в некоторых случаях превосходили соответствующие показатели свежего катализатора гидрокрекинга. Содержание каталитических ядов на регенерированных катализаторах было незначительным.

На основании полученных результатов лабораторных испытаний, регенерированные катализаторы гидроочистки были рекомендованы в качестве альтернативы свежему катализатору гидрокрекинга при его подгрузке в реактор гидрокрекинга для поддержания заданной активности катализаторной системы.

С целью подтверждения возможности применения регенерированных катализаторов гидроочистки в условиях промышленной установки гидрокрекинга с эбулированным слоем был проведен опытно-промышленный пробег. В период с января по май 2010 года в реактор гидрокрекинга было загружено 60 тонн регенерированного катализатора гидроочистки.

На рисунке 1 приведен график изменения конверсии фракции 360+ и температуры на выходе из реактора гидрокрекинга DC-101 за период с января по июнь 2010 г.

Степень конверсии находилась на приемлемо высоком уровне, негативных моментов в работе установки гидрокрекинга, связанных с загрузкой регенерированного катализатора не отмечено.

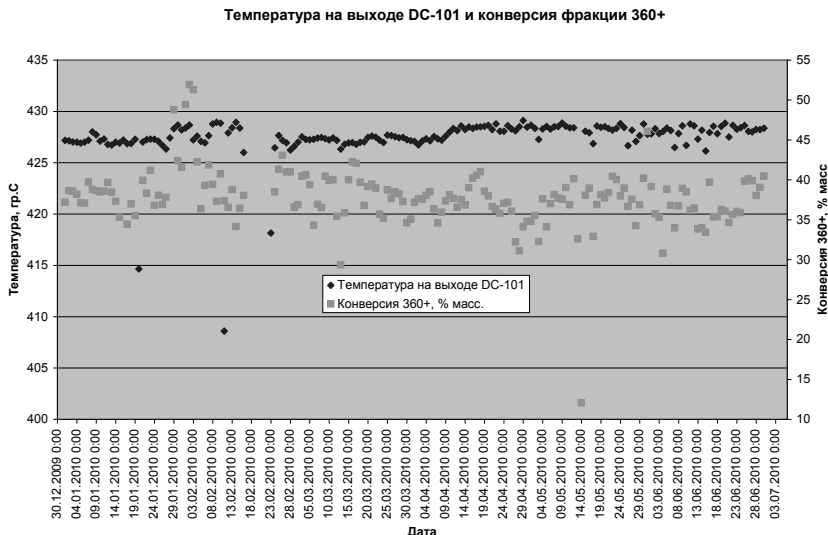


Рис. 1. Изменение степени конверсии сырья и температуры на выходе из реактора гидрокрекинга



Заключение

На основании экспериментальных данных, полученных в ходе пилотных и лабораторных испытаний, был проведен опытно-промышленный пробег и получен успешный опыт применения регенерированных катализаторов гидроочистки в условиях установки гидрокрекинга с эбулированным слоем.

Негативных моментов, связанных с подгрузкой регенерированного катализатора, не отмечено, степень конверсии находилась на приемлемо высоком уровне. Качество продукции соответствовало требованиям.

Использование регенерированного катализатора позволило сэкономить 37,8 млн. рублей на закупке свежего катализатора.

Генерация электроэнергии собственной газотурбинной электростанцией с утилизацией тепла

А. Ю. Устинов, Э. Д. Халилов
Филиал ООО «АРГОС» — СУМР

Причина безудержного роста цен на электроэнергию: действующий принцип ценообразования на оптовом рынке является наиболее слабым звеном рыночной электроэнергетики. Он противоречит интересам потребителей электроэнергии. Это системный перекокс в экономике страны.

В условиях монополии, в прежней российской электроэнергетике она устанавливалась государством в виде тарифов на электроэнергию и мощность. Теперь у генерирующих компаний появилось несколько источников для покрытия затрат: оптовый рынок электроэнергии (ОРЭ), разделенный на несколько сегментов (рынок «на сутки вперед», «балансирующий» рынок, долгосрочные двусторонние договоры и проч.), и рынок мощности. Экономическая эффективность энергокомпании сейчас зависит от того, насколько искусно ей удастся распределить составляющие своих затрат между разными источниками — по сегментам рынка электроэнергии и рынка мощности.

Ключевым сегментом ОРЭ выступает рынок «на сутки вперед» (РСВ). Здесь цены, в идеале, должны обеспечивать генерирующим компаниям покрытие переменных (топливных) издержек и определенную долю прибыли. Измерить эти затраты можно достаточно точно. Другие виды издержек — фиксированные и инвестиционные — сложнее рассчитываются и окупаются на более длительных временных интервалах.

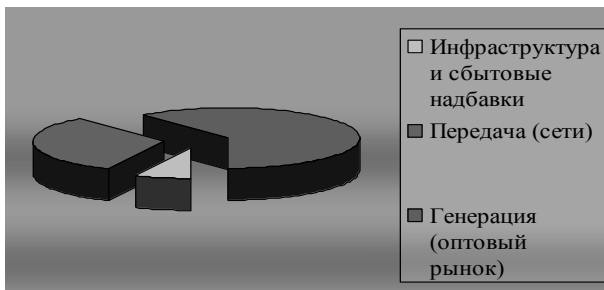
В частности, спрос на электроэнергию практически не зависит от текущей ценовой ситуации на рынке, а цена зависит только от коллективного производства электроэнергии на множестве электростанций, различающихся по технологии, мощности и затратам.

Очевидное следствие маржинального принципа ценообразования на электроэнергию — ущемление интересов потребителей, которые вынуждены приобретать все более дорогую энергию, а также, незаслуженная сверхприбыль продавцов. В этих условиях достаточно сколь угодно малого предложения энергии по завышенной цене, чтобы большинство



участников могло продавать электроэнергию не по справедливой рыночной, а по этой завышенной, маржинальной цене.

В структуре розничной цены на электроэнергию 61% приходится на генерацию (оптовый рынок), 32%—на передачу (сети), остальное—на инфраструктуру и сбытовые надбавки. Из приведенных пропорций следует, что рост цен в генерации максимально влияет на рост конечной цены электроэнергии.



Используемый сегодня на РСВ принцип маржинальной цены создает крайне невыгодные условия для потребителей и в то же время тормозит модернизацию производства электроэнергии. Потребители вынуждены покупать электроэнергию с рынка по самой высокой цене, что ведет к стагнации их производства. А у целого ряда «благополучных» производителей электроэнергии, получающих незаслуженные, несправедливые бонусы, уменьшается стимул к реконструкции и модернизации своих мощностей. Зачем вкладываться в модернизацию, если можно и так неплохо зарабатывать на продаже электроэнергии?

Использование маржинального принципа формирования цен, кроме стагнации потребления, неизбежно приведет и к потере конкурентоспособности российских промышленных предприятий и, как следствие, будет подстегивать последних к созданию собственных генерирующих мощностей. В теплофикации этот процесс уже носит массовый характер. В целом же, на генерацию частного пользования приходится пока 8,4 ГВт или 3,8% от совокупной установленной мощности России.

Поскольку электроэнергия необходима для производства и транспортировки тепловой энергии, то рост цен на первую неизбежно тянет за собой рост цен на вторую, а дальше—принцип домино: растут цены на всю продукцию и услуги при производстве или оказании которых затрачивается электрическая энергия, в том числе и на газ.

Предметом данного проекта является оценка комплектации и поставки основного технологического оборудования Теплоэлектростанции (ТЭС), с установленной электрической мощностью 200 кВт на базе микротурбинных установок (МТУ).

ТЭС предназначена для снижения затрат на тепло-электроснабжение ТЦ Филиала ООО «АРГОС»-СУМР г. Покачи.

Предварительная общая потребность в мощности:

- по электроснабжению—200 кВт,
- по теплоснабжению—320 кВт.



Вид топлива основного оборудования ТЭС — *попутный нефтяной газ* по ГОСТ 5542–87 $Q_p = 10624$ ккал/м³

ТЭС на базе микротурбинных установок (МТУ) имеет *низкий уровень эмиссии выхлопного газа*.

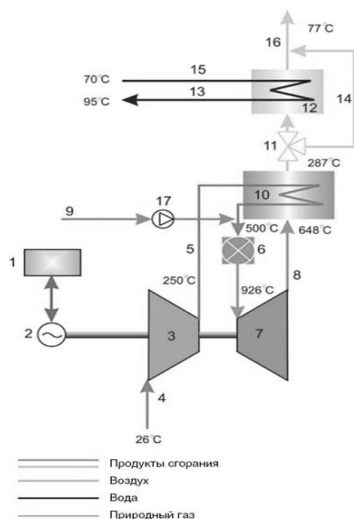
МТУ обладают низким уровнем шума и допускают их размещение вблизи жилых построек и зданий.

Для ТЭС выбирается МТУ единичной мощностью 100 кВт. МТУ с такой мощностью являются оптимальными для целей регулируемой генерации энергии, что обеспечивает максимальную загрузку МТУ и повышает экономическую эффективность ТЭС.

Принцип работы микротурбинной установки

На рисунке показаны принцип работы, а также температуры в различных характерных сечениях установки.

1. Силовая электроника.
2. Генератор.
3. Воздушный компрессор.
4. Воздухозаборник.
5. Воздуховод между компрессором и рекуператором.
6. Камера сгорания.
7. Турбина.
8. Газоход между турбиной и рекуператором.
9. Подвод природного газа.
10. Рекуператор.
11. Байпасная заслонка.
12. Котел-утилизатор.
13. Выход горячей воды.
14. Байпасный газоход.
15. Вход холодной воды.
16. Выхлопной тракт.
17. Дожимной компрессор.



Очищенный атмосферный воздух попадает в воздухозаборник 4, откуда он поступает на вход в компрессор 3.

В компрессоре воздух сжимается и за счет этого нагревается до температуры 250 °С.

После компрессора воздух поступает в специальный газозвоздушный теплообменник 10 — (рекуператор), где он дополнительно подогревается, до температуры 500 °С. Использование такого решения позволяет, примерно в 2 раза повысить электрическую эффективность установок.

Далее нагретый сжатый воздух перед камерой сгорания 6 смешивается с газообразным топливом высокого давления 9, откуда гомогенная газозвоздушная смесь поступает в камеру сгорания для горения. Предварительное смешивание воздуха с газообразным топливом позволяет снизить уровень эмиссии выхлопных газов до 24 ppmv при 15% O₂ в диапазоне электрических нагрузок от 0 до 100%.



Покидая камеру сгорания, нагретые до температуры 926 °С выхлопные газы попадают в колесо турбины 7, где, расширяясь, совершают работу, вращая ее, а также расположенные на этом валу колесо компрессора 3 и высоко скоростной генератор 2.

Покинув турбину 7, по газоходу 8 выхлопные газы с температурой 648 °С попадают в рекуператор 10, где отдают свое тепло воздуху после компрессора. Температура выхлопных газов после рекуператора 287 °С.

На выходе из рекуператора 10 стоит байпасная заслонка, которая направляет выхлопные газы либо по байпасному газоходу 14, либо напрямую в котел-утилизатор 12. В котле-утилизаторе (газо-водяном теплообменнике) выхлопные газы отдают свое тепло сетевой воде, которая там нагревается до требуемой температуры. Температура выхлопных газов на выходе из котла-утилизатора 77 °С.

<i>Расчетные величины</i>	<i>Единица</i>	<i>Значение</i>
Электрическая мощность 1-го микротурбогенератора	квт. эл.	100
Тепловая мощность 1-го микротурбогенератора	кВт. т.	150
Количество рабочих микротурбогенераторов	шт.	2
Тариф на электроэнергию (с НДС)	руб./кВт ч	3,776
Тариф на тепловую энергию (с НДС)	руб./Гкал	1 558,78
Стоимость газа (с НДС)	руб./ нм ³	2,5
Расход газа одного турбогенератора	нм ³ /час	37,2
Коэффициент загрузки		0,8
Коэффициент утилизации тепла		0,8
Стоимость сервисного обслуживания 1-го турбогенератора	руб./год	230 000
Расчетные величины ТЭС		
Максимальная наработка в год	час.	8744
Общая стоимость энергокомплекса	руб.	16 103 180
Суммарная электрическая мощность энергокомплекса	кВт. Эл.	200
Суммарная тепловая мощность энергокомплекса	кВт. т.	300
Часовое потребление газа энергокомплексом	нм ³ /час	75
Производимое количество электроэнергии в год	кВт ч/год	1 399 040
Производимое количество тепловой энергии в год	Гкал/год	1 338
Годовое потребление газа энергокомплексом	нм ³ /год	655 800
Годовые расходы на эксплуатацию ТЭС		
Покупка газа	руб./год	1 639 500
Затраты на сервисное обслуживание	руб./год	460 000
Амортизация капитальных затрат	руб./год	805 159
<i>Всего годовые расходы за год эксплуатации энергокомплекса</i>	<i>руб./год</i>	<i>2 904 659</i>
Годовые затраты на приобретение эквивалентного количества		
Электрической энергии	руб./год	5 282 775
Тепловой энергии	руб./год	2 085 648



<i>Расчетные величины</i>	<i>Единица</i>	<i>Значение</i>
<i>Всего годовые расходы на приобретение эквивалентного количества со стороны</i>	<i>руб./год</i>	<i>7 368 423</i>
Годовая экономия при эксплуатации энергокомплекса		
При производстве собственной электроэнергии	руб./год	2 378 116
При производстве собственной тепловой энергии	руб./год	2 085 648
Общая экономия при эксплуатации энергокомплекса	руб./год	4 463 764
Себестоимость электроэнергии	руб./кВт ч	2,0761
Дополнительная удельная экономия при утилизации тепла	руб./кВт ч	1,4906
Себестоимость электроэнергии с учетом утилизации тепла	руб./кВт ч	0,5854
СРОК ОКУПАЕМОСТИ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА	лет	3,6

Выводы

На основании анализа рынка электроэнергии, постоянно растущих цен на электрическую и тепловую энергию строительство собственной генерации является экономически обоснованным и выгодным. Использование микротурбинных когенераторных установок Calnetix (Elliott) TA-100RCHP и более мощных позволяет, при необходимости быстро наращивать электрические и тепловые мощности, увеличивая производственный потенциал. Энергетический резерв также можно реализовывать предприятиям группы ООО «АРГОС» и сторонним организациям получая дополнительную прибыль.

Технико-экономическое обоснование строительства многоствольных скважин

М. М. Фаттахов

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

Рост объемов эксплуатационного бурения в регионах со сложными горно-геологическими и природно-климатическими условиями, их удаленность от баз материально-технического обеспечения обуславливают увеличение стоимости строительства скважин. Одним из способов снижения общих расходов на освоение месторождений является внедрение строительства многоствольных скважин, позволяющих, с одной стороны, вовлечь в разработку дополнительные зоны в пределах одного коллектора, а, с другой стороны, одной скважиной разрабатывать различные коллекторы на заданном месторождении.

Кроме этого, в условиях неоднородных по простирацию пластов, характерных для месторождений Западной Сибири, при разработке образуются застойные зоны, многочисленные «целики» нетронутой нефти. Следовательно, в таких условиях первоочередной задачей является повышение добычи на старых месторождениях за счет применения новых технологий, позволяющих повысить КИН (воздействие на пласт, развет-



влено-горизонтальное бурение и пр.). Одним из таких перспективных считают «многоствольные технологии».

Сегодня для всех нефтегазодобывающих компаний значимы выработка и обоснование технологий строительства многозабойных скважин для конкретных геологических условий и систем разработки, а также оценка суммарных затрат на освоение ресурсов месторождений с учетом совокупных рисков проектов.

Целью данной работы является технико-экономическое обоснование строительства многоствольных скважин для условий базового региона деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ» — Когалымского.

1 Область применения многоствольных скважин

«Многоствольные технологии» делятся на две категории: многозабойные и многоствольные скважины (рисунок 1).

Многозабойная скважина (МЗС) — скважина, состоящая из основного ствола и одного или нескольких ответвлений, пробуренных в пределах одного продуктивного пласта/объекта. МЗС позволяет увеличить долю полезной протяженности стволов и позволяет увеличить поверхность дренирования продуктивного пласта (интенсификация добычи). Данную технологию в иностранных источниках принято называть скважинами «максимального контакта с коллектором»/МКК (Maximum-reservoir-contact/MRC). Следует заметить что, если вертикальная или наклонно направленная скважина — это точечное вскрытие, горизонтальная — линейное вскрытие, то разветвленно-горизонтальные и многозабойные скважины — это уже переход на площадные (объемные) методы разработки залежей нефти.

МЗС целесообразно строить в сравнительно устойчивых продуктивных пластах при отсутствии газовой шапки и аномально высоких пластовых давлений.

Многоствольные скважины (МСС) — скважины, имеющие один или несколько боковых стволов, которые могут вскрывать различные объекты или разные точки в сетке разбуривания. При этом основным отличием МСС от МЗС является наличие самостоятельных стволов, полноценно заменяющих по одной скважине каждая, а не ответвлений, целью которых является обеспечение максимальной поверхности дренирования.

Конструкция МЗС/МСС варьируется от нескольких простых, не обсаженных боковых стволов, до сложных, разветвленных конструкций, а также систем резки боковых стволов с рассчитанными на перепад давления стыками. При этом основной ствол и ответвления могут быть горизонтальными, вертикальными или наклонными.

В настоящее время на сервисном рынке нефтегазовой отрасли России активно работают иностранные компании (Шлюмберже, Халлибуртон, Бейкер Хьюз), уже имеющие опыт строительства МЗС/МСС на территории стран СНГ, к освоению технологии приступают отечественные производители оборудования для заканчивания скважин (ЗАО «ЗЭРЦ», НПФ «Радуга», НПП «Глонес», НПП «Горизонт», ООО «Башнефть-Геопроект», КамНИИКИГС г. Пермь и др.).

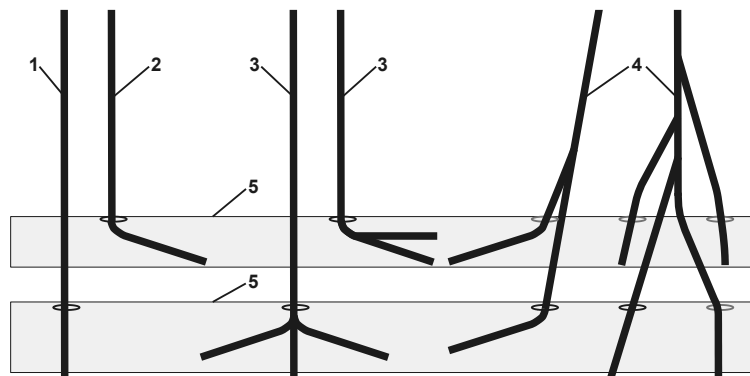


Рис. 1. Способы вскрытия пласта:

- 1 — наклонно-направленная скважина (ННС); 2 — скважина с горизонтальным окончанием (ГО); 3 — многозабойная скважина (МЗС); 4 — многоствольная скважина (МСС); 5 — продуктивные пласты (объекты разработки)

2 Классификация многоствольных скважин

Для обозначения МСС используются следующие показатели: «Описание сочленения по классификации TAML»; «Описание скважины»; «Описание стыка». Эта классификация позволяет получить более подробную техническую информацию о скважине и предназначена для уточнения важнейших требований при проектировании многоствольной скважины или описании имеющейся скважины. При этом в скважине с двумя стыками и более описывается каждый узел в направлении снизу вверх.

В соответствии с классификацией TAML (Technology Advancement for Multilaterals) предусмотрено шесть уровней многоствольных скважин по сложности сочленений основного и бокового стволов. Данные уровни сочленений по способности обеспечить герметичность «стыка» стволов делятся на три группы:

а) не обеспечивающие механическую (осыпание породы в ствол) и гидравлическую (проникновение флюидов) изоляцию: сочленения 1 и 2 уровня — в них отсутствует возможность гарантированного доступа во все стволы в последующем. В случае, если вскрытый разрез представлен устойчивыми породами и возможно обеспечение долговечной и надежной конструкции МСС, в которой основной ствол можно оставить как открытым (не обсаженным), так и оснастить системой «умного» заканчивания.

б) обеспечивающие только механическую изоляцию: сочленения 3 и 4 уровня (в 4 уровне возможна гидравлическая изоляция только за счет свойств материала, тампонирующего интервал «стыка») — в отличие от предыдущей группы (1–2 уровня) существует возможность гарантированного доступа во все стволы в процессе эксплуатации МСС.

в) обеспечивающие механическую и гидравлическую изоляцию: сочленения 5 и 6 уровня — для особо сложного геологического разреза, требующего максимально возможную изоляцию затрубного пространства и интервалов сочленений.



3. Обоснование выбора конструкции многоствольных скважин

В данной работе представлены результаты работы по технико-экономическому обоснованию строительства многоствольных скважин, в которых каждый ствол вскрывает отдельную точку в сетке разбуривания (разработки) и заменяет одну самостоятельную скважину.

В 2010 г. была выполнена НТР по комплексному технико-экономическому обоснованию строительства многоствольных скважин на группы пластов БС10/16, БС16, БС17, ЮС Когалымского месторождения. По результатам данной работы был разработан «Временный технологический регламент на строительство многозабойных и многоствольных скважин», в котором отражены планирование строительства, классификация и конструкции, различные системы и особенности строительства МЗС/МСС.

Критериями, на основании которых определяется конструкция МСС, в Регламенте определены: особенности геологии, требования разработки, интенсификации и добычи, риски при бурении, ограничения по буровому оборудованию, возможные осложнения и аварии, решения и конструкции, предусмотренные в проекте разработки. На основании этих данных определяются:

- 1) количество боковых стволов в МСС и уровень сложности сочленения («стыка») бокового ствола с основным стволом;
- 2) диаметры «материнской» колонны и бокового ствола;
- 3) варианты заканчивания основного и бокового стволов;
- 4) технология бурения, крепления и освоения стволов.

Для условий месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в соответствии с вышеописанным алгоритмом определены наиболее предпочтительные варианты конструкций МСС (рис. 2, 3), имеющие следующие характеристики (табл. 1).

Таблица 1

Конструкции многоствольных скважин

Показатель	Вариант 1	Вариант 2
Диаметр «материнской» колонны, мм	178	178
Диаметр обсадной колонны в боковых стволах (ответвлениях), мм	114	114
Количество боковых стволов	1	2
Тип профиля основного («материнского») ствола	ГО	НН
Тип профиля боковых стволов	ГО	НН
Количество эксплуатируемых объектов разработки	2	1
Уровень сочленения («стыка») по классификации TAML	TAML 4, TAML 5	TAML 4, TAML 5
Цементирование хвостовиков в боковых стволах (ответвлениях)	манжетное, в гориз. участке— фильтр	сплошное

Примечание. ГО—с горизонтальным окончанием, НН—наклонно-направленные стволы.

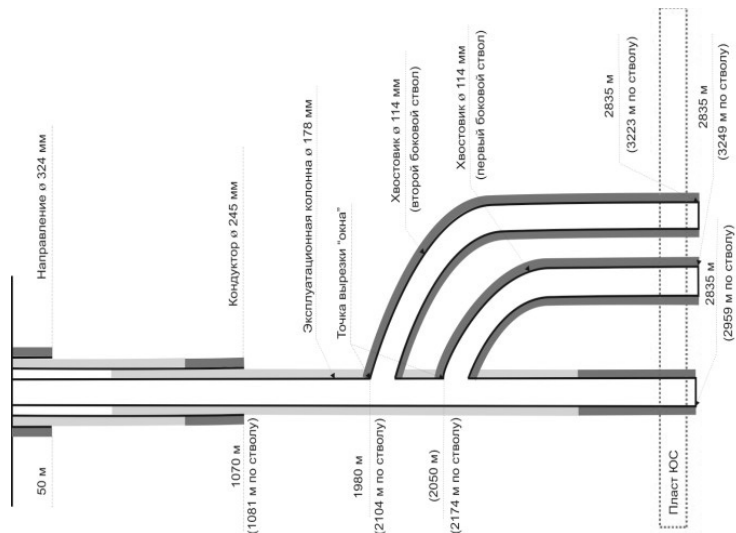


Рис. 3. Конструкция МСС по варианту 2

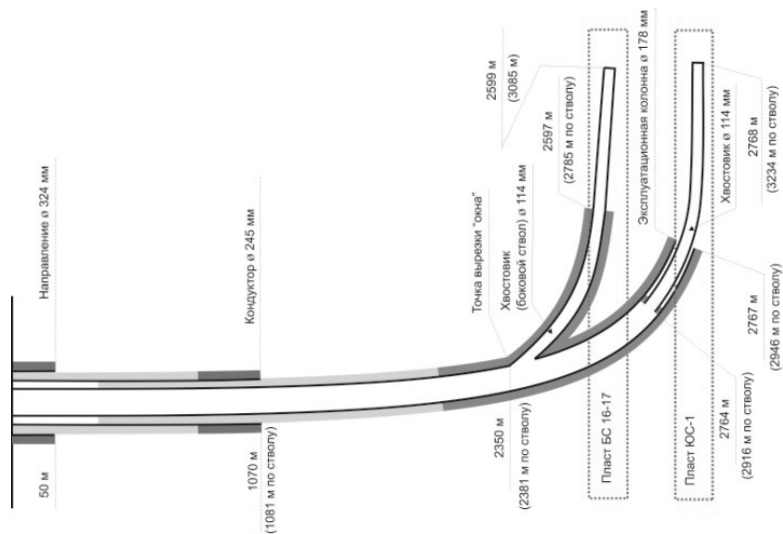


Рис. 2. Конструкция МСС по варианту 1



Для данных вариантов МСС была проведена оценка экономической эффективности строительства. Далее представлены результаты оценки на примере варианта 2.

4. Оценка экономической эффективности строительства многоствольных скважин

Оценка экономической эффективности строительства многоствольных скважин основывается на сопоставлении затрат на строительство и обустройство новых скважин с доходом, возникающим в результате реализации добытых из новых скважин углеводородов. В частности, в работе было проведено сопоставление проекта «строительство одной многоствольной скважины с тремя наклонно-направленными стволами» с проектом «строительство трех наклонно-направленных скважин».

В таблице 2 представлены основные технико-экономические показатели строительства многоствольной наклонно-направленной скважины и стандартной наклонно-направленной скважины.

Таблица 2

Технико-экономические показатели

№ п/п	Технико-экономический показатель	Ед. изм.	ННС (*3)	МСС	Отклонение +/-
1	Добыча всего	т	279 174	279 881	-707
2	Выручка от реализации	тыс. руб.	2083855,03	2088204,58	-4 350
3	Операционные расходы				
	– с инфляцией	тыс. руб.	226969,31	114187,70	112 782
4	Налоги и платежи				
	– НДС	тыс. руб.	662437,75	664432,78	-1 995
	– налог на имущество	тыс. руб.	19789,11	21504,20	-1 715
	– налог на прибыль	тыс. руб.	228879,99	225342,80	3 537
5	Инвестиционные расходы				
	– с инфляцией	тыс. руб.	124534,02	132544,02	-8 010
6	Чистый денежный поток	тыс. руб.	821244,85	930193,08	-108 948
	Чистый денежный поток	тыс. долл.	24813,03	28093,95	-3 281

Примечания. ННС — наклонно-направленная скважина, МСС — многоствольная скважина с наклонно-направленными стволами.

Расчет ТЭП показали (таблица 2), что при эксплуатации МСС:

- добыча увеличивается на 707 т/год;
- выручка от реализации повышается на 4 350 тыс. руб.;
- чистый денежный поток увеличивается на 108 948 тыс. руб.



Расчет показателей эффективности инвестиционных проектов (табл. 3) показывает, что, во-первых, в течение своей экономической жизни оба проекта возместят первоначальные затраты, во-вторых, оптимальным вариантом разработки является проект с многоствольными наклонно-направленными скважинами: NPV (соответственно, по MCC 10,7 и по ННС 9,6 млн. долл. США); PI (соответственно 3,42 и 3,37); IRR (соответственно 117% и 115%).

Это означает, что инвестирование средств в проект «многоствольная наклонно-направленная скважина» будет более эффективным (экономический эффект от одной многоствольной скважины достигает 13,2%).

Таблица 3

Интегральные показатели эффективности инвестиционного проекта

Показатель эффективности инвестиционного проекта при 100%-й вероятности успеха	ед. изм.	ННС (*3)	MCC	Отклонение +/-
NPV	млн. \$	9,6	10,7	-1,1
IRR	%	115	117	-2
PI	доли ед.	3,37	3,42	-0,05
dPBP	лет	1	1	0

Оценка инвестиционного проекта должна проводиться с учетом рисков, поэтому проведен анализ чувствительности каждого варианта проекта. В расчетах денежных потоков проектный риск учитывается путем определения ожидаемой стоимости проекта. Для анализа чувствительности выбираем интервал наиболее вероятного диапазона изменения каждого фактора:

- объем добычи углеводородов (-30%; +20%);
- объем инвестиционных расходов (-20%; +20%);
- объем операционных расходов (-10%; +10%);
- изменение цены на нефть (-20%; +20%), для которых определены зависимости: NPV (Δ), NPV (Инв.), NPV (О), NPV (Π).

Согласно расчетам можно сделать вывод, что наибольший риск для экономической эффективности инвестиционного проекта для многоствольной наклонно-направленной скважины представляет снижение цены на нефть и объемов добычи углеводородов, а также увеличение объемов инвестиционных расходов. Полученные зависимости чистого приведенного дохода от факторов представлены на рисунке 4. Значения NPV на каждой прямой, соответствующие крайним точкам диапазона, соединены между собой, образуя фигуру напоминающую «паука». Изменение чистого приведенного дохода (NPV) при заданной вариации параметров находятся в положительной области (рис. 4), то есть проект не склонен к риску.

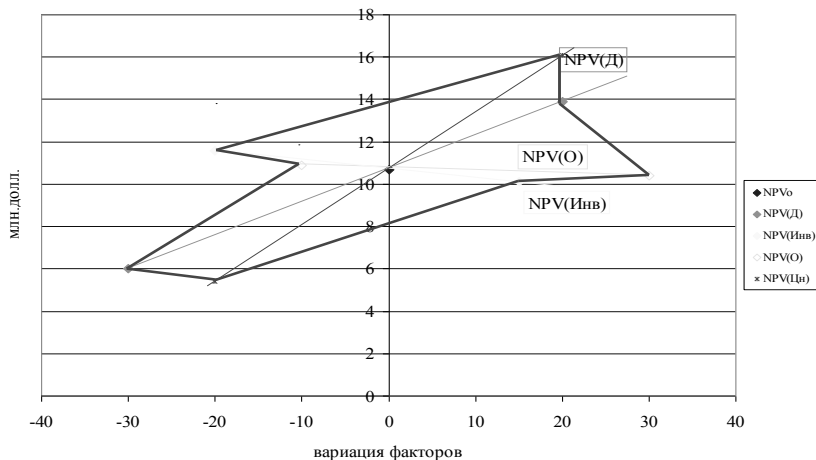


Рис. 4. Зависимость чистого приведенного дохода (NPV) от факторов (диаграмма «Паук»)

5. Результаты ОПР по строительству многозабойных скважин

На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в 2009–2010 гг. завершено строительство трех многозабойных разветвлено-горизонтальных скважин (РГС) со стыком уровня ТАМЛ2 в пределах одного коллектора на различные объекты.

Анализ строительства РГС показал:

- 1) существует техническая возможность строительства скважин с разветленно-горизонтальным окончанием с применением традиционного бурового оборудования;
- 2) по продуктивности РГС превышают показатели окружающих ГС на 15–35%;
- 3) по данным промыслово-геофизических исследований скважины № 8141г/63 Дружного месторождения приток отмечается из нескольких участков обсаженного ствола, а также из интервала разветвления, на основании чего можно предположить, что работают оба горизонтальных ствола;
- 4) затраты на строительство РГС сопоставимы с затратами строительства ГС. Следовательно, строительство таких скважин экономически целесообразно.

Кроме этого, Программой ОПР ОАО «ЛУКОЙЛ» на 2011–2012 гг. предусмотрено продолжение ОПР по строительству многозабойных (4 скважины с сочленением уровня ТАМЛ2) и многоствольных скважин (12 скважин, ТАМЛ4).

Таким образом, выполненное ТЭО строительства МСС расчеты показывают, что разработка месторождений многоствольными скважинами является более эффективным инвестиционным проектом, чем наклонно-направленными скважинами (экономический эффект от одной



многоствольной скважины достигает 13,2%). На основе данной работы разработаны два групповых проекта (ГРП-244, ГРП-250) на строительство МСС по вариантам 1 и 2, еще один ГРП в стадии проектирования (вариант 1). Строительство МЗС со стыком уровня ТАМЛ2 в 2009–2010 гг. показала свою эффективность. Кроме этого в 2011–2012 гг. предусмотрено продолжение ОПР по внедрению «многоствольных технологий». Для обоснования строительства и выбора конструкции МСС на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с участием разработан «Временный технологический регламент на строительство многозабойных и многоствольных скважин».

Альтернативный метод подключения к трубопроводам

А. А. Фирсов

Научный руководитель: Н. В. Покладов

ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Подключение к действующим трубопроводам — технологически не простое мероприятие, выполнение которого, качественно, без потерь и по возможности с минимальными затратами, является основной задачей.

В данной работе рассматриваются существующие методы подключения, а также альтернативный инновационный метод подключения.

Управление эксплуатации трубопроводов по состоянию на 01.01.2011 г. эксплуатирует 9978,5 км действующих трубопроводов. Также обслуживает около 19000 задвижек с условным диаметром от 50 до 1000 мм. Из них 1463 являются перспективными. Перспективные задвижки являются самым дешевым и универсальным методом подключения. Ежегодно на обслуживание этих задвижек тратится порядка 1,5 млн. руб.

Анализ существующей проблемы

По целевой программе повышения надежности трубопроводов 2011г ООО «РН-Юганскнефтегаз» предусмотрен ввод 98 объектов, на которых проектом предусмотрено 152 перспективные задвижки.

Назначение перспективных задвижек:

1. Краткосрочная перспектива:

а) подключение трубопроводов при обустройстве новых кустов, месторождений.

2. Долгосрочная перспектива:

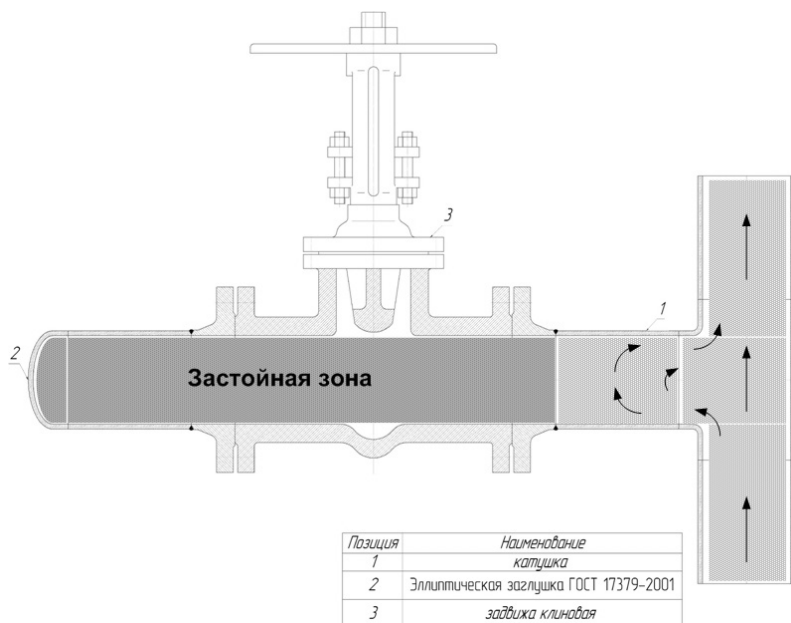
а) подключение трубопроводов при обустройстве новых кустов;

б) подключение разведочных скважин;

в) расшивка существующего трубопровода;

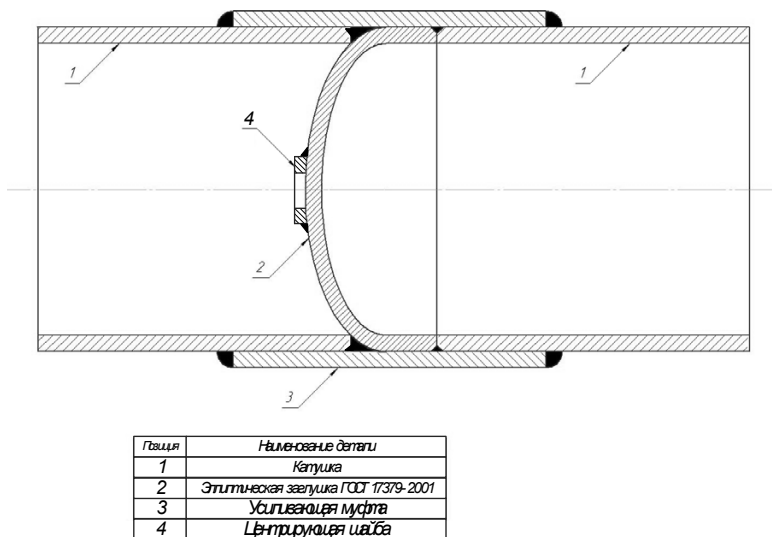
г) реконструкция или капитальный ремонт трубопровода.

Использование перспективной задвижки, является наиболее надежным, технологичным и практически беззатратным методом подключения, без остановки перекачки.



Предлагаемые методы решения проблемы

Применение перспективной катушки



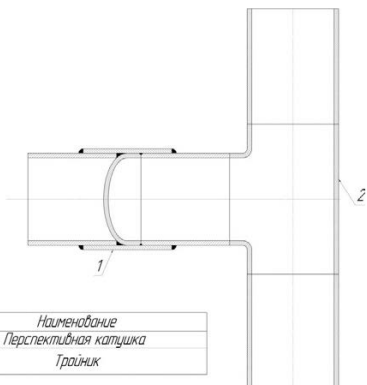


Применение данной «перспективной катушки» вместо перспективной задвижки позволит более надежно эксплуатировать трубопроводы, а также избежать проблем связанных с эксплуатацией таких задвижек (обслуживание). И позволит в любой момент осуществить подключение к трубопроводу.

Достоинства:

1. Уменьшение застойных зон.
2. Минимизация риска размораживания.
3. Снижение эксплуатационных затрат.
4. Простота и надежность конструкции.
5. Герметичность.
6. Возможность реализации безостановочного способа подключения. Консервация протяженных на прямых тупиковых участков.

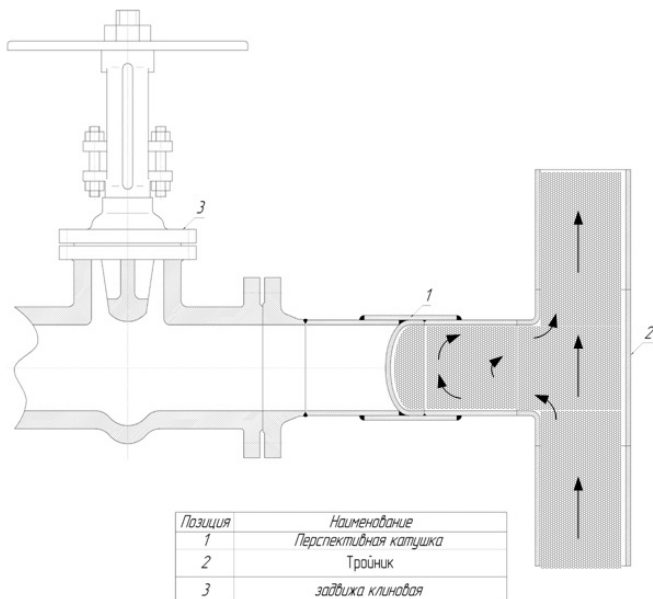
Позиция	Наименование
1	Перспективная катушка
2	Тройник



Подключение к «перспективной катушке»

Подключение к «перспективной катушке» осуществляется следующим образом:

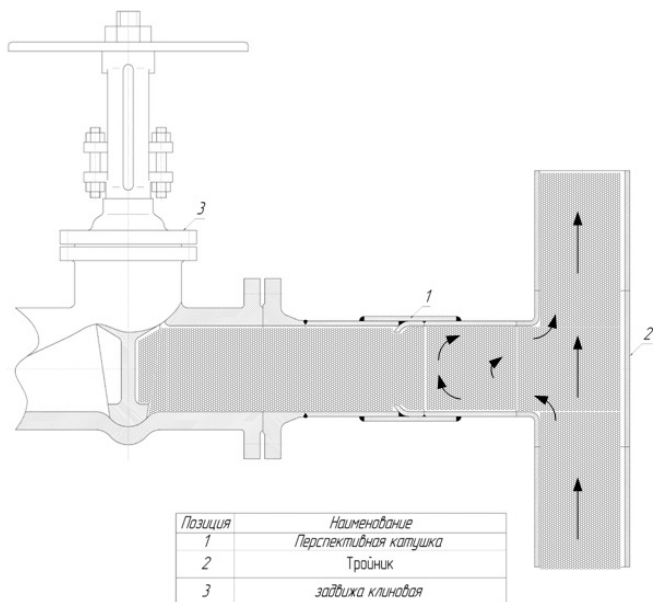
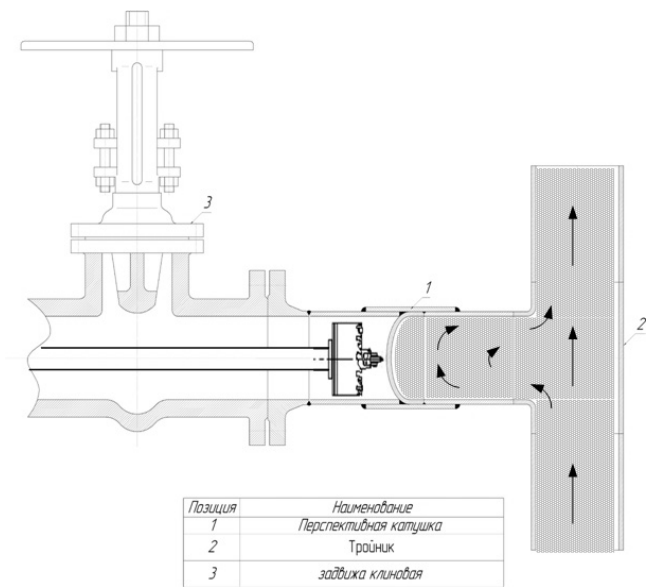
К «перспективной катушке» монтируется задвижка.



Позиция	Наименование
1	Перспективная катушка
2	Тройник
3	завдвижка клиновья



Далее с помощью фрезы максимального возможного диаметра, метод холодной врезки (УХВ, Пиранья и т.д.), вырезаем полусферу, тем самым совершаем подключение к трубопроводу.





Расчет экономической эффективности проекта

Экономический расчет проводился в сравнении с затратами на обслуживание перспективных задвижек в процессе эксплуатации и с затратами на подключение через «перспективную катушку».

№ п/п	Наименование мероприятий	Косвенные потери	Затраты на материал	Операционные затраты	Затраты, тыс.руб.
1	Применение перспективной катушки	–	0.0	398.9	398,9
2	Обслуживание перспективных задвижек в год.	–	30.0	116.2	146.2
Дополнительные риски					
3	Отказ на перспективной задвижке	557.3	65.1	122,3	744,6



Выводы

Применение «перспективной катушки» позволит:

1. Исключить затраты на обслуживание перспективных задвижек.
2. Максимально уменьшить застойные зоны тупиковых участков.
3. Повысит герметичность, и как следствие надежность узлов запорной арматуры.
4. Снизить риск возникновения отказа.
5. Повысит экологическую безопасность транспорта водонефтяной эмульсии.

Применение этого метода экономически целесообразно и выгодно.



Решение проблем транспортировки отбензиненного газа. Дожимная компрессорная станция

Д. А. Фоменко, Р. А. Сухов

ООО «ЛУКОЙЛ-Коробковский газоперерабатывающий завод»

Коробковский ГПЗ предназначен для переработки (утилизации) нефтяного попутного газа, поставляемого с нефтяных месторождений Волгоградской области, и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ).

Завод построен в 1966 г. по проекту института «ВНИПИТрансгаз».

Продукцией завода является:

- сухой отбензиненный газ;
- газы углеводородные сжиженные топливные (пропан-бутановая фракция) марок ПА, ПБА, ПТ, ПБТ;
- изобутановая фракция;
- фракция нормального бутана;
- бензин газовый стабильный.

Основными технологическими объектами Коробковского ГПЗ (КГПЗ) являются сероочистная установка (СОУ), установка компримирования и осушки газа (УКОГ), адсорбционно-газофракционирующая установка (АГФУ) и товарно-сырьевой парк (ТСП) со сливо-наливной эстакадой. УКОГ состоит из компрессорной установки и блока адсорбционной осушки газа. В состав АГФУ входят маслоадсорбционная установка (МАУ), газифракционирующая установка (ГФУ) и пропановая холодильная установка (ПХУ).

Актуальность темы. Изменение технических условий по поставке отбензиненного газа

Большую часть товарной продукции Коробковского ГПЗ составляет отбензиненный газ (65–68% от общего объема производства товарной продукции).

Основной объем отбензиненного газа (85–88% от общего объема производства отбензиненного газа) направляется по системе магистральных трубопроводов, принадлежащих ООО «Газпром трансгаз Волгоград», в адрес ОАО «ЛУКОЙЛ», оставшаяся часть поставляется на газопоршневую электростанцию ОАО «РИТЭК», расположенную на территории завода, и в небольшом количестве ОАО «СГ-Транс», также используется в качестве топлива для объектов КГПЗ.

До 2009 г. отбензиненный газ, реализуемый с Коробковского ГПЗ в адрес ОАО «ЛУКОЙЛ», направлялся в систему магистральных газопроводов, принадлежащих ООО «Газпром трансгаз Волгоград» (транспортировщик газа), непосредственно после стадии переработки **с давлением 2,8–3,4 МПа без дополнительного сжатия**.

23 марта 2009 г. со стороны ООО «Газпром трансгаз Волгоград» в адрес ОАО «ЛУКОЙЛ» было направлено письмо № 013/1750, информирующее о значительном изменении с 01.07.2009 г. технических условий по поставке газа в магистральные газопроводы — увеличении давления до 5,5 МПа.



Таким образом, для продолжения бесперебойной поставки отбензиненного газа и исключения возможности его сжигания на факелах, в срок, менее чем за полгода (позже сроки изменения технических условий поставки были перенесены на начало отопительного сезона), необходимо было разработать и реализовать мероприятия, позволяющие повысить давление с 2,8–3,4 МПа до 5,5 МПа.

Расчетная схема сжатия отбензиненного газа. Определение технических характеристик компрессора

Расчеты дожимной компрессорной станции произведены при помощи моделирующей программы HYSYS с использованием уравнения состояния Пенга-Робинсона для расчета фазового равновесия и теплофизических свойств углеводородов.

Расчитанные показатели:

- требуемая мощность компрессора при адиабатическом коэффициенте полезного действия равном 75% составила — **1100 кВт**;
- температура отбензиненного газа непосредственно после компрессора составила 92 °С, что говорит о возможности сжатия газа в одну ступень; для охлаждения газа до 50 °С на выходе из станции необходимо будет отводить 1036 кВт тепла в аппарате воздушного охлаждения.

Использование оборудования старой компрессорной станции нефтяного газа

Ранее компримирование нефтяного газа с 0,05 МПа до 4,0 МПа осуществлялось пятнадцатью поршневыми газомоторными компрессорами Горьковского завода «Двигатель революции» типа 10 ГКН в три ступени:

- I-я и II-я ступень сжатия (с 0,05 до 0,47 МПа и с 0,47 до 1,6 МПа соответственно) осуществлялись девятью газомотокомпрессорами типа 10 ГКН 2/1,5–17;
- III-я ступень сжатия (с 1,6 до 4,0 МПа) осуществлялась шестью газомотокомпрессорами типа 10 ГКН 1/16–40.

Газомоторный компрессор типа 10ГКН представляет собой агрегат, имеющий силовую (моторную) и компрессорную части, размещенные на одной станине (фундаментной раме). Моторная часть представляет собой десятицилиндровый двухтактный двигатель внутреннего сгорания с V-образным расположением силовых цилиндров. Передача мощности от газового двигателя к компрессору осуществляется посредством общего коленчатого вала. В газомоторном компрессоре 10ГКН дополнительно установлены две турбины, которые за счет энергии выхлопных газов обеспечивают надув цилиндров, в связи с чем производительность увеличивается. Топливом служит природный или отбензиненный газ.

Компрессорная часть состоит из пяти компрессорных горизонтально расположенных цилиндров. Газомотокомпрессор типа 10 ГКН двойного действия, т.е. поршень работает обеими сторонами, совершая возвратно-поступательные движения — рабочий цикл всасывания и нагнетания происходит за одно движение поршня.



Для запуска газомоторных компрессоров используется сжатый воздух, накачанный в пусковые баллоны воздушными компрессорами. Полости компрессорных цилиндров смазываются маслом (для создания масляной пленки на рабочей поверхности цилиндра), которое непрерывно подается лубрикаторами и уносится потоком сжимаемого газа.

Для улавливания масла горячий газ по линии нагнетания направляется в маслоотделители.

После вывода из эксплуатации старой компрессорной станции нефтяного газа её оборудование было законсервировано.

Учитывая то, что на компрессорах типа 10ГКН возможна модернизация компрессорной части с целью работы на различных диапазонах давления без изменения силовой части, а также принимая во внимание то, что мощность одного газомотокомпрессора составляет **1104 кВт** (т.е. соответствует расчетной мощности для схемы сжатия отбензиненного газа до давления 5,5 МПа) было принято решение:

- для повышением диапазона сжатия с 16/40 атм до 30–38/56 атм произвести модернизацию трех существующих газомотокомпрессоров 10ГКН III-й степени компримирования с перекомпоновкой компрессорной части (уменьшением числа компрессорных цилиндров с 5 до 3 и изменением их типа с диаметром $d=250$ мм);
- использовать сепаратор, маслоотделитель и воздушный холодильник ранее выведенной из эксплуатации компрессорной станции системы «Газлифт», работавшей на аналогичном диапазоне давлений;
- произвести переобвязку и капитальный ремонт используемого оборудования в полном объеме, согласно дефектным ведомостям.

Технологическая схема ДКС

Дожимная компрессорная станция предназначена для повышения давления сухого отбензиненного газа, вырабатываемого на АГФУ Коробковского ГПЗ при давлении 2,9–3,5 МПа до давления 5,5 МПа и подачи его в магистральный газопровод.

Компримирование отбензиненного газа осуществляется в одну ступень сжатия.

Газ от установки АГФУ поступает в газовый сепаратор ГС, в котором происходит отделение возможного газового конденсата. Освобожденный от жидкой фазы газ поступает на всасывание компрессоров ГМК-16, ГМК-17, ГМК-18 (в зависимости от расхода отбензиненного газа и давления в магистральном газопроводе в работе находится один или два компрессора, один компрессор постоянно находится в резерве).

Сжатый газ из компрессоров поступает в коллектор и далее в маслоотделитель МО, где очищается от масла и продуктов трения.

Из маслоотделителя поступает в воздушный холодильник АВГ, в котором охлаждается до температуры $+50$ ч $+65$ °С.

Охлажденный сжатый газ направляется в магистральный газопровод через сепаратор С-3/IV.



Результаты

Ввод в эксплуатацию дожимной компрессорной станции отбензиненного газа позволил:

- продолжить бесперебойные поставки отбензиненного газа в адрес ОАО «ЛУКОЙЛ» по магистральному газопроводу, принадлежавшему ООО «Газпром трансгаз Волгоград»;
- исключить возможность сжигания газа на факелах, тем самым сохранив показатель утилизации нефтяного газа по Волгоградской области на уровне 95% и не допустив увеличения негативного воздействия на окружающую среду (увеличения количества выбросов и теплового воздействия);
- сохранить экономические показатели завода: выручка от реализации отбензиненного газа составляет 796,0 млн.руб/год; прибыль до налогообложения и без учета амортизации (ЕБИТДА) — 746,1 млн.руб/год.

Срок окупаемости проекта — менее одного месяца.

Технология одновременно-раздельной добычи нефти и закачки воды

К. Ю. Фомин

ОАО «Самотлорнефтегаз»

Проблемы месторождений на поздней стадии разработки

Как известно, Самотлорское месторождение (как и большинство месторождений РФ) находится в четвертой стадии разработки, которая характеризуется стабильной невысокой (по отношению к максимальной) добычей нефти при высокой (более 91%) обводненности. На рисунке 1 представлена динамика добычи нефти и обводненности продукции. Большое содержание пластовой воды приводит к высоким удельным затратам, не только на подъем 1 м³ жидкости, но и на её утилизацию. Кроме того, высокая обводненность продукции способствует повышенному коррозионному износу трубопроводной системы и системы подготовки, как следствие к рискам отказов и нанесению ущерба окружающей среде. Большой объем подтоварной воды, требующий утилизации, влечет за собой увеличение мощности по закачке её в пласт, разветвленной трубопроводной системы для поддержания пластового давления.

В основном, на Самотлорском месторождении применяются следующие механизированные способы добычи нефти: штанговый глубинный насос и электрический центробежный насос. Доля скважин, оборудованных электрическими центробежными насосами, составляет — 90%, штанговыми глубинными — 9%. Добыча 98% всей жидкости осуществлена электрическими центробежными насосами. При этом на подъем всей жидкости приходится 58% от всего энергопотребления предприятия, на закачку 35%, остальное на подготовку и транспорт нефти, а также прочие расходы. 44% всех операционных затрат предприятия приходится



ся на электроэнергию. При анализе фонда скважин, оборудованных электрическими центробежными насосами, было выявлено, что 24%, а это 1391 скважин, имеют обводненность продукции свыше 91%, при этом производительность спущенного оборудования составляет 200–1500 м³/сут. На долю этих скважин приходится 72% всей добываемой жидкости и 34% нефти, также на них приходится 52% от всего энергопотребления электрическими центробежными насосами. Удельные затраты на подъем 1т нефти на таких скважинах, чрезвычайно велики. Данная ситуация может привести к тому, что добыча нефти на таком месторождении станет нерентабельной. При разработке месторождений в четвертой стадии с такими проблемами сталкивается не одна нефтегазодобывающая компания.

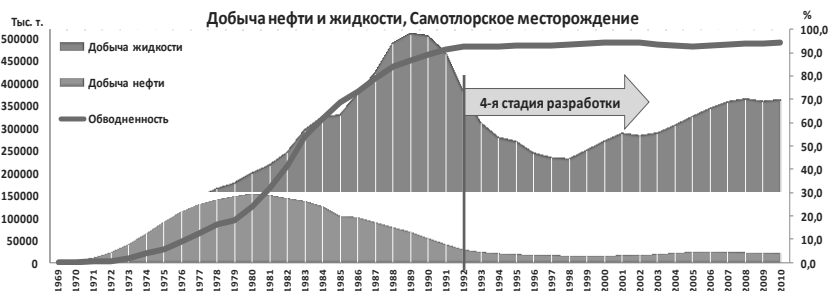


Рис. 1. Динамика добычи нефти и обводненности продукции

Применение технологии одновременно-раздельной добычи нефти и закачки пластовой воды (ОРДЗ)

В настоящее время отрасль нуждается в принципиально новом подходе к добыче нефти и утилизации пластовой воды, который должен обладать всеми достоинствами метода добычи с помощью электрического центробежного насоса и в тоже время позволил бы максимально разгрузить систему подготовки нефти и утилизации пластовой воды. Такое решение существует — это технология одновременно-раздельной добычи нефти и закачки пластовой воды.

Технология ОРДЗ — это **синтез** классической компоновки электрического центробежного насоса (для подъема на поверхность скважинной продукции), компоновки электрического центробежного насоса «перевернутого» типа (для закачки пластовой воды в нижележащий пласт) и пакерной компоновки для разобщения продуктивного и принимающего пластов. Основными и инновационными элементами в данной установке являются электрический центробежный насос, выполненный в «перевернутом» виде, клапан перекрестного течения, устанавливаемый в пакерной компоновке и алгоритм работы всей системы. Критерии подбора скважины следующие: обводненность продукции более 91%, дебит по жидкости более 200 м³/сут.

Принципиальная схема компоновки приведена на рисунке 2.



Данная компоновка включает:

- Двухпакерная компоновка (аналогично системе применяемой при отсечении интервала негерметичности)—Изолирует продуктивный пласт и нижележащий принимающий пласт
- Клапан перекрестного течения—Позволяет разделить потоки жидкости при притоке из продуктивного пласта и закачке в нижележащий продуктивный пласт (рис. 3)
- Скважинный разъединитель—Позволяет извлекать систему 2-х ЭЦН из скважины, без подъема пакеров
- Система 2-х ЭЦН—Обеспечивает откачку всплывшей малообводненной нефти и закачку пластовой воды в нижележащий принимающий пласт
- Внутрискважинный расходомер—Позволяет вести учет закачиваемой в нижележащий пласт отстоявшейся пластовой воды. В настоящее время находится в разработке (производитель погружного оборудования «Борец», «Электон», «Новомет»).

Алгоритм работы системы следующий:

Пластовая жидкость продуктивного горизонта поступает в межтрубное пространство скважины через клапан перекрестного хода, при этом каналы нагнетания перекрыты за счет разности давлений. Ввиду большой обводненности продукции уже на этом этапе начинается разделение фаз на газ, воду и нефть. При достижении забойного давления, равному пластовому, клапан закрывается.

В скважине начинает происходить процесс гравитационного отстоя нефти. Для его моделирования была использована методика расчета вертикального отстойника. Для каждой

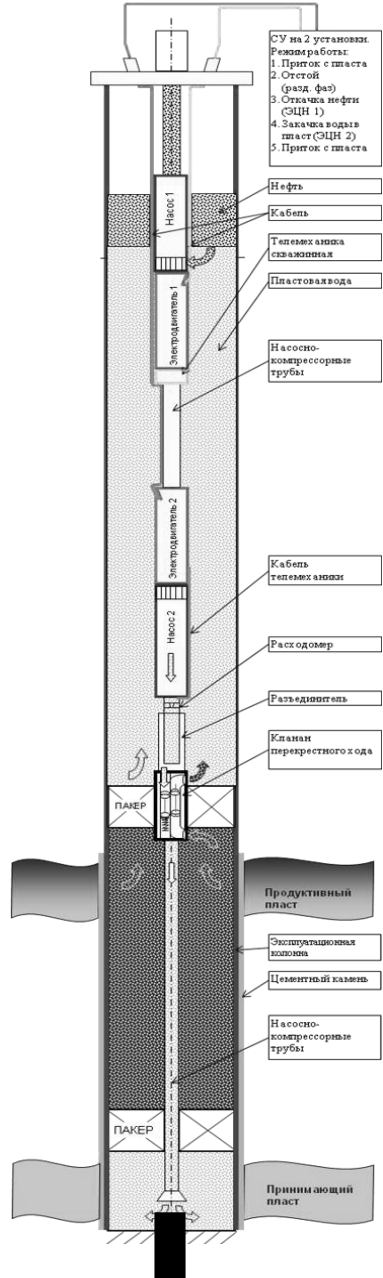


Рис. 2. Принципиальная схема

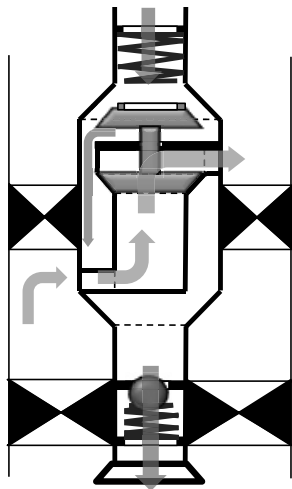


Рис. 3. Клапан перекрестного течения

скважины рассчитывается индивидуально. Занимает непродолжительное время ввиду высокой обводненности продукции.

По завершению процесса отстоя нефти станция управления в соответствии с алгоритмом автоматически запускает электрический центробежный насос («Насос 1»), который откачивает всплывшую нефть на поверхность, откуда она поступает на автоматическую групповую замерную установку «Спутник». В дальнейшем, продукция попадает в нефтесборный коллектор и направляется на площадку подготовки нефти. Продолжительность работы насоса зависит от количества нефти в скважине и производительности установки (подбирается на основании технико-экономических расчетов, учитывающих минимальное время работы, стоимость оборудования, уменьшения количества непроизводительного времени работы скважины, минимизации потерь по нефти).

По окончании цикла откачки нефти станция управления, согласно алгоритму, останавливает «Насос 1» и запускает «Насос 2» для откачки пластовой воды из межтрубного пространства скважины в нижележащий принимающий горизонт. При этом подающие каналы за счет разности давлений закрыты. Продолжительность работы насоса зависит от количества пластовой воды в скважине и производительности установки (подбирается на основании технико-экономических расчетов, учитывающих минимальное время работы, стоимость оборудования, уменьшения количества непроизводительного времени работы скважины, минимизации потерь по нефти).

После стадии откачки пластовой воды забойное давление снижается и пластовая жидкость продуктивного горизонта поступает в межтрубное пространство скважины. Цикл продолжается.

В части выполнения требований действующего законодательства, а, именно, закона о недрах и лицензионного соглашения, данная система благодаря установке расходомера на агрегате закачки пластовой воды в пласт обеспечивает замер утилизированной воды. Что же касается вероятных солеотложений, то при изучении совместимости вод самотлорского месторождения, используемых для заводнения, с водами продуктивных отложений предпосылок к возникновению таких осложнений не выявлено.

Кроме того при подборе скважины необходимо учитывать требования действующих отраслевых стандартов в части требований к воде для заводнения пластов (содержание механических примесей не более 40 мг/л для Самотлорского месторождения)

Помимо модернизации подземного оборудования, доработки также потребует и наземное оборудование, а именно станция управления должна обеспечивать попеременное управление Насосом 1 и насосом 2. План-шайба дополнится вторым кабельным вводом.



Для перевода скважины на технологию ОРДЗ необходимо соответствие ряду параметров, а именно:

- Скважина эксплуатируется ЭЦН с производительностью более 200 м³/сут жидкости, существующая обводненность добываемой продукции более 91%
- Имеется не вскрытый нижележащий принимающий (либо требующий поддержания пластового давления) пласт, той же группы, что и продуктивный
- Отсутствуют заколонные перетоки между пластами
- Внутренний диаметр эксплуатационной колонны 168 мм
- Скважина является высокодебитной
- Минимальное расстояние между пластами составляет не менее 10 метров, для посадки пакера.

Работы, проводимые на скважине, следующие:

- Глушение скважины
- Извлечение существующего оборудования
- Проведение оценки технического состояния эксплуатационной колонны (при необходимости проведение геофизических исследований)
- Скреперование эксплуатационной колонны;
- Вскрытие нижележащего принимающего (либо требующего поддержания пластового давления) пласта
- Определение приемистости вскрытого пласта (при необходимости проведение соляных обработок для её увеличения)
- Спуск пакерной компоновки с опрессовкой;
- Спуск насосной компоновки
- Запуск скважины в работу.

Ближайшими конкурентами данной технологии является:

- Ограничение водопритока на скважинах с использованием полимерных материалов
- Внутрискважинная сепарация.

Достоинства и недостатки

Данная технология это принципиально новый подход к разработке месторождений (собственная разработка)

Достоинства:

1. Широкие возможности тиражирования данной технологии
2. Возможность извлечения насосов без подъема пакерной компоновки
3. При неуспешности применения возможен возврат к предыдущему варианту работы скважины
4. Использование стандартного оборудования
5. Энергоэффективность.

Недостатки

1. Повышенный риск отказа подземного оборудования
2. Сокращение дебита нефти.



Экономический эффект

На Самотлорском месторождении потенциал к внедрению составляет порядка 500 скважин.

- Чистая приведенная стоимость проекта (NPV) составит 68,8 млн. руб.
- Индекс прибыльности (PI) 1,85
- Срок окупаемости (DPP) около 5,3 года.

Выводы и предложения

Внедрение данной разработки позволит осуществить:

- Экономии операционных затрат на утилизацию пластовой воды
- Отказ от технологии ограничения водопритока
- Снижение нагрузки на объекты подготовки нефти
- Продление срока рентабельной эксплуатации месторождения.
- Внедрять технологию ОРДЗ на всех зрелых месторождениях РФ.

Обеспечение надежной передачи оперативно-диспетчерской и административной информации на территориально-распределённом предприятии по транспортировке газа ООО «Газпром трансгаз Югорск»

С. В. Христов

ООО «Газпром трансгаз Югорск» УТС «Югорскгазтелеком»

Сеть технологической связи (СТС) выполняет важнейшую роль в процессе функционирования любого территориально-распределённого предприятия, так как является неотъемлемой составной частью его инфраструктуры и обеспечивает информационную поддержку и взаимодействие технологических процессов разного уровня.

На крупнейшем предприятии по транспортировке газа ОАО «Газпром» ООО «Газпром трансгаз Югорск» для обеспечения передачи оперативно-диспетчерской и административной информации между филиалами и административным зданием управления на сегодняшний день осуществляет автоматическая телефонная сеть ООО «Газпром трансгаз Югорск» построенная на основе первичной цифровой радиорелейной сети оборудования, вторичной сети цифровых АТС и резервируется ручными коммутаторами «П-206». Информация автоматизированных систем управления производственно-хозяйственной деятельности и интегрированной системы управления технологических процессов передаётся по сетям передачи данных, функционирующих на базе оборудования tcp/ip и модемной связи.

Телефонная сеть ООО «Газпром трансгаз Югорск» построена по радиально-узловому принципу. Основу составляют цифровые АТС «Harris». Соединительные линии станций подключаются к узловой станции региона. Маршрутизация осуществляется статическая, функции резервирования настраиваются вручную. Пропускная способность каналов делится



между голосовым трафиком и трафиком данных статически, поэтому при уменьшении интенсивности одного вида трафика освободившаяся полоса канала простаивает. При нарушении в работе первичной сети ЦРРЛ, выходе из строя элементов станции, связь между филиалами отсутствовала.

На основе сети АТС с использованием модемных пулов и аналоговых абонентских модемах U.S. Robotics 92 была реализована сеть передачи данных получения информации о работе компрессорных станций «Инфо-КЦ» и электронного документооборота. Данная сеть обладала существенным рядом недостатков, такими как: неустойчивая работа системы резервирования дополнительных соединительных линий, низкая пропускная способность аналоговых модемов ограниченный скоростью 33,6 кбит/с и т.д.

Для резервирования АТС на случай выхода её из строя или для проведения плановых профилактических работ были установлены ручные модульные коммутаторы «П-206», которые соединены коммутируемыми каналами ТЧ 64 кбит/с через мультиплексорное оборудование по принципу точка-многоточка. При выходе из строя ЦРРЛ или мультиплексора теряет свою резервную функцию, т.к. его соединительные линии проходят по одним и тем же РРЛ, что и АТС. Сложность обслуживания вследствие отсутствия ЗИПа и частого выхода из строя абонентских комплектов плюс моральное устаревание оборудования.

На СТС ООО «ГТЮ» также была запущена в работу региональная сеть передачи данных (РСПД), которая должна была заменить предыдущую коммутируемую сеть передачи данных на основе аналоговых модемов и являться транспортной основой информационной системы управления предприятием, предназначенная для обеспечения обмена различными видами данных между филиалами и структурными подразделениями Общества различных уровней управления по всем видам деятельности, интегрированная информационно-управляющей системы (ИИУС) и автоматизированная система управления производственно-хозяйственной деятельности (АСУ ПХД). Реализованная проектная схема практически дублировала предшествующую на коммутируемых каналах. Не была охвачена целиком вся инфраструктура общества. Большая часть соединительных линий осуществлялась по каналам 64 кбит/с с применением статической маршрутизации. Потоки Е 1 со скоростью до 2048 Мбит/с применялись только для соединения региональных объектов. Отсутствие обходных маршрутов делало невозможным осуществлять передачу цеховой информации при сбое синхронизации на сети мультиплексоров, выходе из строя плат мультиплексора, пропадании первичной сети. Низкая пропускная способность канала и высокий трафик и, как следствие, большие задержки между блоками данных при передаче, не позволяли в полной мере запускать и эксплуатировать сетевые приложения ИИУС и АСУ ПХД.

Проведя анализ работоспособности всех созданных сетей связи, для устранения вышеперечисленных недостатков и, как следствие, значительного уменьшения простоев по связи было принято решение модернизировать сеть передачи данных на технологии коммутации пакетных данных с охватом всех объектов инфраструктуры общества и развитием её



до унифицированной с возможностью создания сервисов IP-телефонии и видеосвязи между удаленными подразделениями.

В следствии отсутствия магистральных высокоскоростных линий связи за основу магистральной технологии были взяты протоколы первичной сети E1 (для верхнего уровня РСПД) и xDSL (для подключения клиентов нижнего уровня РСПД). Каналы с низкой пропускной способностью 64 кбит/с, включенные через конверторы по технологии «Ethernet в 64К», были ликвидированы. Филиалы состыкованы потоками от 2048 Мбит/с до 8 Мбит/с. Создание региональных групп устройств позволило систематизировать структуру сети и добиться легкости в управлении циркулирующим межфилиальным трафиком. На основе первичной радиорелейной сети и сети спутниковой связи, помимо основных направлений, были созданы обходные пути маршрутизации. Подключение спутниковых линий связи дало возможность надежного резервирования путем смены среды передачи данных с радиорелейной на спутниковую. Функционирующая статическая маршрутизация была удалена и развернута динамическая маршрутизация на основе протокола OSPF. Проведенные работы стабилизировали функционирование РСПД Общества и позволили начать работы по созданию унифицированной сети передачи данных, т.е. развернуть до этого недоступные сервисы ip-телефонии, видеосвязи.

За основу IP-телефонии на предприятии «Газпром трансгаз Югорск» была взята программная IP-телефонная станция Cisco CallManager. В качестве абонентских устройств были установлены видеотелефоны и аудиотелефоны компании Cisco (модели Cisco 7985 и Cisco7961), используемые аппаратом управления ООО «Газпром трансгаз Югорск», начальниками филиалов и производственно-диспетчерскими службами (ПДС), а также телефонные аппараты, подключенные по интерфейсу FXS (возможность подключения стандартного аналогового телефона).

На начальном этапе внедрения IP-телефонии система нумерации была принята идентичной существующей автоматической телефонной сети предприятия ООО «Газпром трансгаз Югорск», что обеспечивает удобство для абонентов и не требует выделения отдельного нумерационного плана. Созданная система IP-телефонии работает параллельно традиционной телефонии, имеющей такую же нумерацию, но использующая другую среду передачи голосовой информации — РСПД. Таким образом, используемая в настоящее время сеть IP-телефонии существенно повышает надежность СТС, т.к. построена не на существующих сетях с коммутацией каналов, а на основе сети с коммутацией пакетов.

В качестве дополнения к IP-телефонии на нашем предприятии было принято решение об использовании современной технологии VoIP (голос поверх данных), которая позволяет объединять традиционные телефонные сети с сетью IP-телефонии. Во многих филиалах ООО «Газпром трансгаз Югорск» установлены мини-АТС, отвечающие только за установление местных соединений для своих производственных целей. Было принято решение о включение этих АТС в среду IP-телефонии по технологии VoIP. В качестве примера рассмотрим используемые в филиалах гибридные мини-АТС «Panasonic KX-TDA 100RU», выполняющие роль интегрированного звена между традиционной связью и IP-телефонией. В связи с ограниченным количеством видео- и аудио- IP-телефонов



в филиалах необходимо подключить используемые в службах связи гибридные мини-АТС «Panasonic KX-TDA 100RU» через голосовой шлюз (IP-GW16), преобразующий голосовую информацию в пакетные данные.

Тем самым:

- расширяется абонентская емкость IP-телефонии;
- требуется всего один IP-адрес;
- одновременно поддерживается 16 внешних разговорных соединений.

Схема организации оперативно-диспетчерской и резервной связи на примере одного линейно-производственного управления с применением АТС «Panasonic KX-TDA100», где цеха и службы имеют прямые телефоны с диспетчерской службой и дополнительно используется резервная связь по IP-телефонии. В случае аварии на радиорелейных линиях установление связи по существующей сети коммутаторов П-206 будет невозможно. В этом случае, используя маршрутизирующее оборудование РСРД, будут альтернативные маршруты через спутниковые каналы, имеющие пропускную способность 128 kbps. Кроме того, используя технологию VoIP, были установлены в маршрутизаторы Cisco филиалов удаленные абонентские окончания FXS –это аналоговые телефоны, программно связанные с Cisco CallManager и включенные в общую нумерацию IP-телефонной сети. На данный момент аналоговые телефоны FXS подключены в службах связи филиалов (техники связи) ООО «Газпром трансгаз Югорск», а также дополнительно используются в оперативно-диспетчерской связи филиалов. Таким образом, было предложено исключить из резервной технологической связи ООО«Газпром трансгаз Югорск» морально и технически устаревшие ручные коммутаторы «П-206» и заменить их современными средствами IP-телефонии.

Следует отметить, что была отработана технология VoIP для организации междугородной и международной связи на примере нашего управления технологической связи с применением УАТС «Coral», голосового шлюза D-link и обычного канала Internet. В будущем экономический эффект от применения этой технологии очевиден и достаточно высок.

Перечисленные выше способы коммуникаций должны содействовать снижению расходов, связанных с поездками и командировками, но к сожалению, при общении людей он не всегда позволяет достичь того уровня взаимопонимания и создания той атмосферы рабочих отношений, которых можно добиться в процессе личного общения. Поэтому следующим направлением нашей работы являлась разработка системы видеосвязи, объединяющей филиалы ООО «Газпром трансгаз Югорск», для использования руководством предприятия и его сотрудниками (трансляция и интерактивное участие в совещаниях, деловых встречах и тематических конференциях) и обладающей необходимым набором функциональных возможностей. Задача, решаемая системой видеосвязи, заключается в том, чтобы совместить преимущества обычного телефонного и селекторного общения с достоинствами непосредственного визуального контакта.

В состав оборудования для обеспечения видеосвязи входит коммутатор многоочечной видеоконференцсвязи Cisco IPVC-3545, система управления Cisco Unified Videoconferencing Manager, видеотерминалы Cisco IP Phone 7985G, абонентские аудиотелефоны Cisco IP Phone7961G, IP-телефонная станция Cisco Unified CallManager, программное обеспе-



чение Cisco IP Communicator и Cisco Unified Video Advantage, видеотерминалы SONY PCS-1P. Данное оборудование подключается к активному сетевому оборудованию локальной вычислительной сети филиала.

На данный момент скорость видеопотока одного видеозвонка между административными зданиями филиалов в городе Югорск и трассовыми объектами равняется 384 kbps. Данная скорость видеопотока обеспечивает приемлемое качество видеопотока и одновременно не очень большую загрузку каналов связи. Это позволило формировать отдельные удаленные сеансы видеосвязи с последующим сбором всех конференций на центральном пульте диспетчера связи в УТС «Югорскгазтелеком» в г. Югорске.

Примером реализации системы видеосвязи являются:

- проведение в режиме видеотрансляции конференции молодых специалистов и новаторов производства ООО «Газпром трансгаз Югорск». (Расчёт экономического эффекта командировочных расходов, связанных с проведением семинара молодых специалистов в ООО «Газпром трансгаз Югорск»);
- проведение периодических совещаний в режиме видеоконференцсвязи между цехами и участками УТС «Югорскгазтелеком» (Надымский цех связи, Игримский участок связи, Приобский участок связи);
- проведение отчетно-выборной профсоюзной конференции УТС «Югорскгазтелеком» (Расчёт экономического эффекта командировочных расходов, связанных с проведением профсоюзной конференции в УТС «Югорскгазтелеком»).

В заключение следует отметить, что применение современных IP-технологий значительно повышает надежность функционирования СТС в целом. За прошедшие месяцы этого года у нас зарегистрировано около 26 аварийных остановок по связи общей продолжительностью 79 часов. В эти периоды резервирование связи происходило по сети IP-телефонии, дальнейшее развитие которой позволит организовать на ее основе предоставление различных перспективных приложений и сервисов, необходимых для эффективного административно-хозяйственного и финансово-экономического управления, а также оперативного управления технологическими процессами ООО «Газпром трансгаз Югорск».

Прямое питание установки получения водорода

А. А. Цыбенко

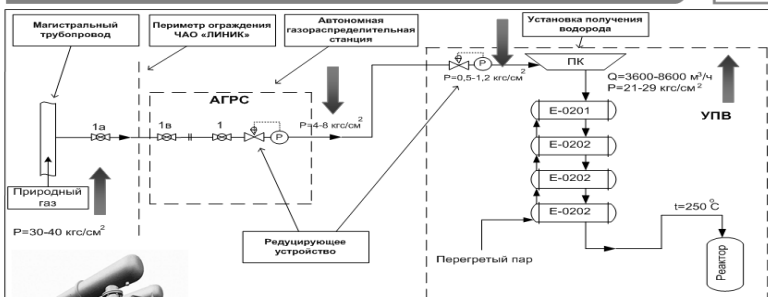
ОАО «Саратовский НПЗ»

ЧАО «ЛИНИК» компании ТНК-ВР оснащен установкой получения водорода, который используется в технологических процессах установок каталитического крекинга, гидроочистки, изомеризации и производства полипропилена. В настоящий момент сырьем установки получения водорода может являться природный и/или углеводородный газ. По проекту природный газ и УВГ на входе на установку имеют низкое давление, что не позволяет получить водород методом паровой каталитической конверсии. Для повышения давления этих газов спроектирован сырьевой компрессор



8ТВК-560 поз. K0101A, В с давлением приема 0,5–1,2 кгс/см² и давлением нагнетания 21–29 кгс/см². Так как УВГ может рассматриваться только потенциальным источником, ввиду отсутствия излишков топливного газа и высокого содержания в нем серы, то за весь период работы УПВ сырьем являлся только природный газ, поступающий на предприятие из магистрального трубопровода с давлением 30–40 кгс/см².

Существующая принципиальная схема подачи природного газа на УПВ



Потребление эл. энергии компрессором – 2 000 кВт
Затраты на эл. энергию – 1,4 млн \$/год

Существующая схема является энергоёмкой, так как происходит снижение, а затем повышение давления газа.

При этом давление природного газа сознательно снижается, а затем поступает на прием компрессора.

Для оптимизации существующей схемы предлагается рассмотреть возможность подачи природного газа на УПВ из магистрального трубопровода, минуя сырьевой компрессор, что позволит вывести его в резерв. Подачу газа производить через редуцирующее устройство, снижая давление до 21–29 кгс/см², в зависимости от производительности установки.

Для реализации предлагаемой схемы прямого питания требуется:

- произвести врезку в магистральный трубопровод природного газа;
- смонтировать линию высокого давления на УПВ;
- установить коммерческий прибор учета расхода природного газа и регулятор давления на вновь монтируемой линии.

Основные преимущества проекта—вывод сырьевого компрессора в резерв за счет этого произойдет:



- снижение потребления электроэнергии;
- снижение потребления оборотной воды;
- снижение затрат на обслуживание оборудования;
- повышение надежности эксплуатации установки получения водорода путем снижения риска останова компрессорного оборудования при технических неисправностях и падения напряжения в электросетях;
- устойчивый экономический эффект при минимальных затратах.



Предлагаемая принципиальная схема подачи природного газа на УПВ



Затраты на реализацию проекта

Разработка рабочего проекта	Оборудование и материалы (150 тыс. \$)			 СМР 
	Труба (Ду 200*6 мм)	Запорно-регулирующий узел.	Коммерческий прибор учета и материалы КИПиА	
70 тыс. \$	90 тыс. \$	20 тыс. \$	40 тыс. \$	80 тыс. \$

Итого затраты составляют 300 тыс. \$

Экономическое обоснование проекта

Основными составляющими экономической эффективности проекта является:

- экономия электроэнергии — 1 272 тыс. \$;
- экономия оборотной воды — 147 тыс. \$.

Дополнительный доход от реализации данного проекта составит 1 млн. 419 тыс. \$.

При разработке данного проекта были выявлены дополнительные затраты энергоресурсов, которые заключаются в том, что выходящий газ из компрессора имеет температуру 120°C , а в случае прямого питания газ будет подаваться с температурой 10°C . Соответственно, необходимо компенсировать эту разницу температур.

Для подогрева газа потребуется подать в подогреватели дополнительное количество пара порядка 0,25–0,5 тн/час в зависимости от производительности установки.



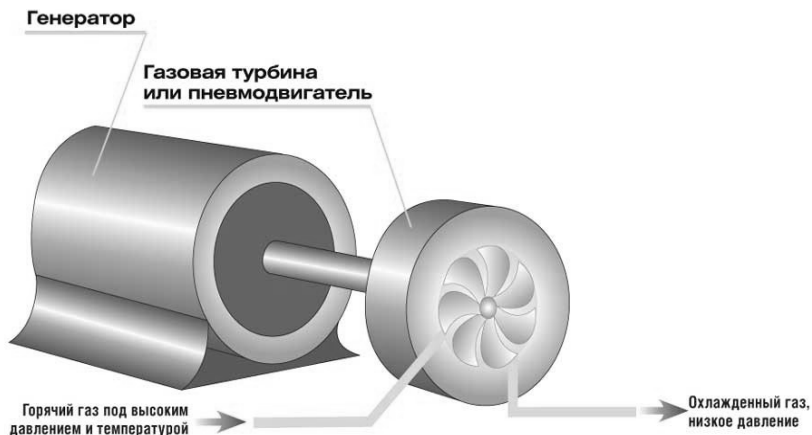
Для выработки максимального количества дополнительного пара потребуется затратить 487 тонн/год топливного газа, что составляет 175 тыс. \$/год.

С учетом постоянных затрат на выработку дополнительного пара реализация данного проекта принесет **1 млн. 244 тыс. \$ минимальной дополнительной прибыли**. При капитальных затратах 300 тыс. \$ срок окупаемости данного проекта составляет **7 месяцев**.

Дополнительное развитие проекта

В процессе проработки данного проекта разработана дополнительная инициатива, которая заключается в использовании детандерного оборудования.

Детандер (от франц. *détendre* — ослаблять) это устройство, преобразующее кинетическую энергию газа в механическую, затем механическая энергия преобразуется при помощи генератора в электроэнергию. Наиболее распространены поршневые детандеры и турбодетандеры. В настоящее время турбодетандеры начинают применяться в процессах утилизации избыточной так называемой **«даровой»** энергии дросселируемого природного газа на газораспределительных станциях. Применение турбодетандеров в технологических процессах нефтепереработки — в настоящее время это очень большие перспективы.



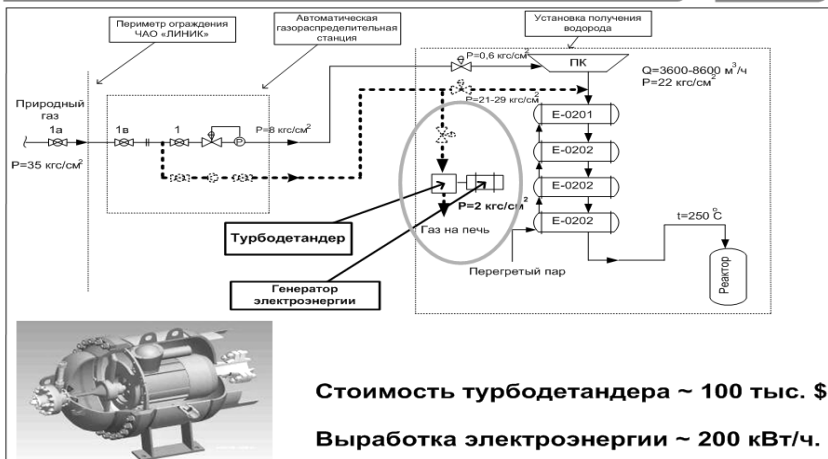
Ввиду того, что на установке получения водорода в качестве топливного газа используется природный газ, то целесообразно установить турбодетандер на линии подачи топливного газа в технологические печи установки, который сможет выработать примерно 200 кВт/ч дополнительной электроэнергии. Стоимость турбодетандера составляет 100 тыс. \$

В случае использования турбодетандерного оборудования дополнительный экономический эффект составит 137 тыс. \$.

И соответственно базовая прибыль от прямого питания с учетом дополнительного эффекта составит **1 млн. 380 тыс. \$** при капитальных затратах 400 тыс. \$.



Принципиальная схема установки турбодетандера



CAPEX, тыс. \$	EVI/DA, к \$					NPV, тыс. \$	IRR, %	Срок окупаемости (DPP), лет
	2013	2014	2015	2016	2017+			
400,0	1 380,4	1 452,0	1 452,0	1 452,0	1 452,0	3 064,5	более 200%	< 1

С целью получения дополнительного экономического эффекта данную инициативу целесообразно рассмотреть для применения на производствах, которые в технологических процессах используют метод дросселирования (снижения давления).

Применение ГИС технологий и гидродинамического моделирования для повышения эффективности санации природной среды территории ООО «РН—Туапсенефтепродукт»

А. С. Чепрасова
 ООО «РН—Туапсенефтепродукт»

Проблема изменения геологической среды под влиянием техногенеза является наиболее актуальной для осваиваемых территорий. Под воздействием инженерных сетей и сооружений различного назначения происходит существенная перестройка природных связей, которая в промышленных центрах может приводить к необратимым последствиям.

Территория г. Туапсе является примером крупного промышленного центра, где в тесном соседстве с жилыми кварталами расположены:



крупнейшие предприятия нефтекомплекса, морской порт и балкерный терминал по перевалке химических удобрений. Острота экологических проблем усиливается близостью долины р.Туапсе и Черноморского побережья.

Сеть предприятий нефтекомплекса, расположенных в долине реки Туапсе, существует с тридцатых годов прошлого столетия. Одновременно с их развитием образовалась линза нефтепродуктов, которая залегает на подземных водах. Линза нефтепродуктов вытянута вдоль реки, ее протяженность составляет 500 м, ширина от 80 до 250 м, площадь линзы около 200 тыс. м², мощность нефтепродуктов достигает 1,5 м (по состоянию на 90-е годы). Масштабы линзы требуют проведения специальных мероприятий по локализации и ликвидации нефтяного загрязнения.

На территории ООО «РН-Туапсенепфтепродукт» для борьбы с загрязнением подземных вод эксплуатируется защитная дренажная система (ЗДС). Она работает по двухнасосной схеме. Путем водопонижения создается воронка депрессии, на поверхности которой собираются нефтепродукты. Дренажная вода возвращается в пласт и является барьером на пути дальнейшего распространения загрязнения.

ЗДС состоит из шести эксплуатационных и пяти нагнетательных скважин. Четыре эксплуатационные скважины находятся в режиме постоянного водопонижения. Откачки нефтепродуктов осуществляются по мере их накопления в стволе скважины. Две эксплуатационные скважины являются резервными и предназначены для кратковременной работы при возникновении угрозы проскока нефтепродуктов в обход основных скважин.

ЗДС снабжена достаточно густой сетью режимных скважин, включающей до 70-ти пунктов наблюдений для мониторинга гидрогеологической среды. Мониторинг является основным инструментом оценки эффективности работы ЗДС. Режимные наблюдения проводятся регулярно с 1994 года. Замеры по скважинам включают определение глубины залегающего уровня нефтепродуктов (или уровня воды для скважин, где нефтепродукты отсутствуют) и положения водонефтяного контакта.

Географически линза располагается в устьевой части долины р.Туапсе, впадающей в Черное море.

В геологическом отношении линза располагается на аллювиальном водоносном горизонте, который выше по потоку является источником питьевого водоснабжения и имеет связь с рекой.

Область фильтрации в границах площадки предприятия представляет собой относительно изолированный в гидродинамическом отношении участок, ограниченный с двух сторон границей первого рода.

Возможность питания подземных вод за счёт транзитной фильтрации со стороны соседнего участка городской территории резко выражена. Гидрографическая сеть создаёт благоприятные условия для разгрузки грунтовых вод в длину постоянно действующего крупного поверхностного водотока.

В районе правобережья создана искусственная противофильтрационная завеса, заглубленная на 3,5 м от поверхности. Она препятствует возможному поступлению нефтепродуктов в русло р.Туапсе и создает некоторое дополнительное фильтрационное сопротивление потоку разгружающихся подземных вод.



Для оценки эффективности мероприятий, нацеленных на санацию геологической среды, используется режимно-картировочная сеть скважин. Мониторинг положения уровней нефтепродуктов и водонефтяного контакта (ВНК) или воды в тех скважинах, где нефтепродукты отсутствуют, осуществляется ежедневно. В результате режимных наблюдений накапливается огромный объем фактического материала, требующего обработки и интерпретации.

Данные мониторинга дают наиболее достоверную картину снижения мощности линзы нефтепродуктов под влиянием природозащитных мероприятий. Но большой поток информации делает необходимой автоматизировать систему хранения и обработки накапливающихся данных в электронном виде.

Автоматизацию геологических процессов предложено выполнять, применяя новые технологии геоинформационных систем— разработанную математическую модель гидрогеологических условий участка эксплуатации.

Для повышения эффективности режимных наблюдений предложено использовать новейшие информационные технологии. Автоматизированная обработка данных выполняется по двум (основным) взаимосвязанным направлениям:

1. Геоинформационная система используется для оперативной оценки геометрических параметров линзы нефтепродуктов и условий ее залегания с возможностью ретроспективных построений.
2. Средствами численного моделирования выполняется оперативный прогноз динамики линзы нефтепродуктов под влиянием работы ЗДС при различных вариантах нагрузки на эксплуатационные и нагнетательные скважины.

Автоматизация оценки геометрических параметров линзы нефтепродуктов достигается использованием программного модуля **Scripter**, входящего в состав **ПК SURFER**. Это инструментальное средство предназначено для программирования практически всех действий, которые может выполнять программный комплекс. Для этого необходимо описать алгоритм предполагаемой обработки информации на встроенном языке программирования **Visual Basic**. За основу могут быть взяты шаблоны программ стандартных процедур, размещенные в каталоге **Scripts**.

Результат работы программного кода представлен не только разновременными картами изолиний, но и полным набором файлов формата ***.grd** с уникальными именами, дающими полную информацию о дате замера и типе уровенной поверхности.

Результатом автоматизации являются оперативные карты мощности линзы нефтепродуктов, построенной в полуавтоматическом режиме на основе электронных баз данных.

Серия разновременных карт дает возможность оценки состояния геологической обстановки и более обоснованного принятия экстренных и долгосрочных мероприятий.

Полученные грид-файлы могут быть использованы для вычисления изменяющихся во времени объемов и площадей линзы нефтепродуктов (рис. 1).

Оперативный прогноз работы ЗДС строится на основе численного моделирования движения подземных вод и линзы нефтепродуктов под влиянием естественных и искусственных факторов. Для компьютерной



реализации численной модели использована среда программного комплекса GMS (Groundwater Modeling System) являющегося признанным стандартом в моделировании фильтрации подземных вод. Процесс моделирования гидрогеологических условий предложено разделить на три относительно самостоятельных этапа.

На первом этапе моделирования проводится взаимное увязывание всех исходных данных модели для адекватного отражения уровня подземных вод. Выполняется калибровка модели путем исправления частных значений начальных и граничных условий. Критерием точности сеточного решения является совпадение напорной поверхности, зафиксированной в наблюдательных скважинах с пространственным распределением модельного поля напоров.

Для контроля решения используются специальный тип покрытия наблюдательных скважин в программном модуле «Мар» (рис. 2).

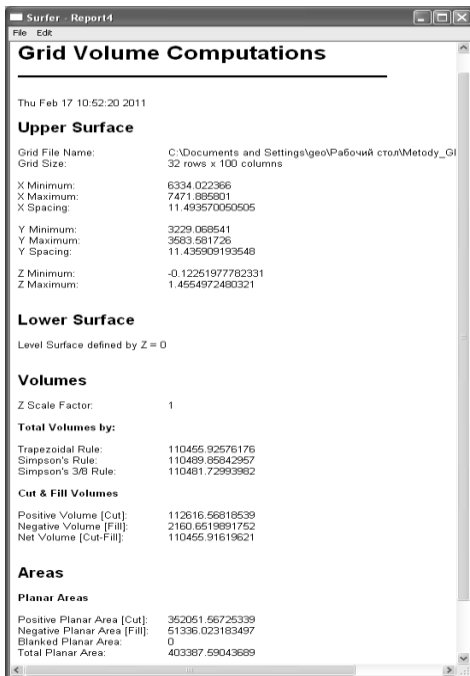


Рис. 1. Пример расчета объема и площади линзы нефтепродуктов

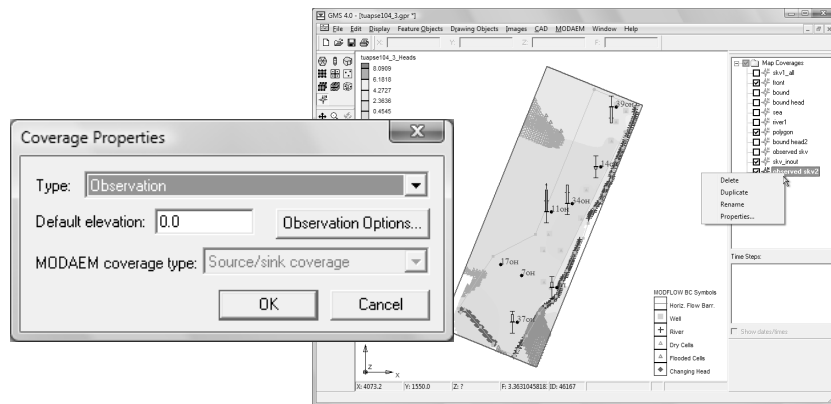


Рис. 2. Диалоговое окно управления свойства покрытия наблюдательных скважин



На втором этапе геофильтрационная задача решается в стационарной постановке с учетом осреднённых характеристик работы возмущающих скважин. Решение выполняется в функции напоров, учитывающих только мощность безнапорного водоносного горизонта. Работа нефтяных насосов при этом не учитывается.

На третьем этапе решается нестационарная задача фильтрации нефтепродуктов под влиянием их откачки с выдачей прогноза (рис. 3). В качестве начальных условий используются результаты решения геофильтрационной задачи второго этапа.

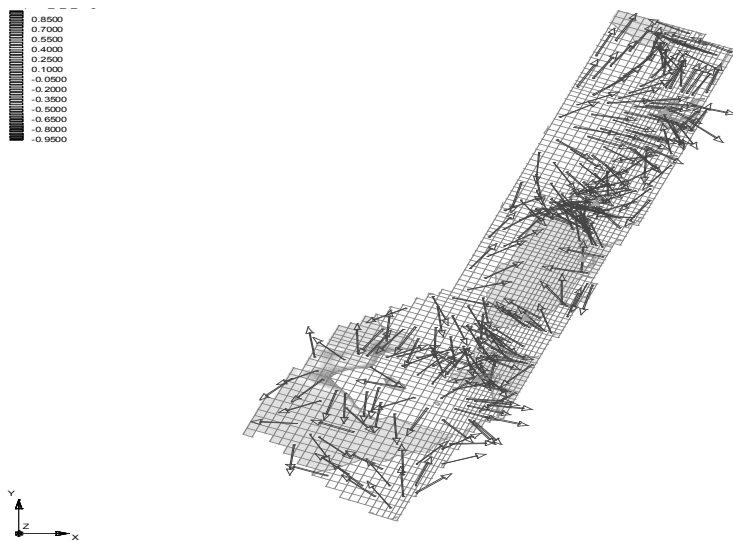


Рис. 3. Прогноз направления и скорости фильтрации нефтепродуктов на модели, через 5 суток после запуска откачивающих скважин

Модельное распределение уровней поверхности подземных вод принимается за условную водоупорную подошву фильтрующей толщи, содержащей нефтепродукты. Фильтрационные параметры проницаемых разностей горных пород изменяются с учетом усредненных значений плотности и вязкости нефтепродуктов. На основе обновленных данных решается прогнозная задача об изменении мощности нефтепродуктов при их откачке. Итогом моделирования являются рекомендации по режиму эксплуатации нефтяных насосов, включении в работу дополнительных скважин в целях контроля мощности, объема и положения линзы нефтепродуктов. В работе ГИС-технологии использованы для повышения эффективности санации площадки предприятия на прогнозный период ликвидации нефтяного загрязнения.



Проблемы развития творческого потенциала молодого специалиста-проектировщика

А. А. Черемисинов
ОАО «Гипрогазцентр»

В настоящей работе рассмотрены проблемы развития творческого потенциала молодежи на примере инженера проектной организации (далее — «Общество»), а также мероприятия, необходимые для решения данных проблем.

Уже давно в проектных организациях ОАО «Газпром» повышенное внимание уделяется всестороннему развитию молодых кадров, принятых на работу на предприятие и имеющих определенное специальное или высшее образование.

Такое обобщенное и емкое понятие, как «всестороннее развитие», включает достаточно обширный спектр мероприятий: профессионально-технических, социальных, спортивных, творческих.

Профессиональное развитие молодой специалист получает благодаря совершенствованию непосредственно на рабочем месте по своей специальности, изучая современное программное обеспечение, перенимая опыт и знания от квалифицированных руководителей: заведующих групп, главных специалистов. Получая довольно серьезную порцию технических знаний и ежедневно доказывая руководству свою востребованность и желание работать в различных условиях, инженер имеет возможность продвигаться по карьерной лестнице.

Социальные гарантии, физкультурно-оздоровительные мероприятия для молодого человека обеспечивает Общество совместно с профсоюзной организацией:

- бесплатное медицинское обслуживание в ведущих клиниках города;
- кредитование на различные нужды на своем предприятии;
- спортивные турниры, выезды на природу.

Данные меры вселяют дополнительную уверенность в завтрашнем дне, поддерживают здоровье и хорошую физическую форму инженера.

Проблемы развития творческого потенциала инженера-проектировщика

Итак, молодой специалист профессионально растет, занимается спортом, покупает квартиру в кредит, но при этом довольно часто останавливается на достигнутом, считая, что его основная функция на предприятии лишь разрабатывать чертежи, изучать нормативную документацию. Однако, общеизвестно, что творческие личности, умеющие нестандартно и технически грамотно мыслить в различных производственных ситуациях (спорные ситуации с заказчиками, подрядчиками; технические решения, которые необходимо принимать на строящемся объекте и т.д.) способны принести гораздо больше пользы предприятию.

Наиболее значимым мероприятием, направленным на развитие творческого потенциала молодого специалиста, является его участие во всевозможных научно-практических конференциях, проводимых организациями ОАО «Газпром», а так же высшими учебными заведениями



России. На данном этапе у инженера-проектировщика, занятого большей частью повседневной работой с чертежами и программным обеспечением, складывается осмысление в необходимости создания собственного творческого произведения: презентации-доклада по тематике выступления. В этом случае сам инженер выбирает, размышляет, творит (в полном смысле этого слова!)— как ему правильно, наглядно, технически грамотно оформить тот или иной слайд презентации, какой комментарий необходимо в этот момент говорить. Этот творческий процесс и сопутствующий ему мозговой штурм по подготовке к выступлению, позволяет молодому специалисту почувствовать себя создателем нового материала, более углубленно изучить технические аспекты рассматриваемого вопроса. Это и есть процесс развития творческого потенциала!

Помимо самостоятельной подготовки инженера к конференции, в нашем институте проводятся научные технические советы (НТС) с участием технических и научных руководителей предприятия с целью выявления лучших докладов, необходимости доработки текстовой и презентационной частей доклада. Участие руководства в НТС является огромным стимулом для начинающего специалиста, чтобы показать свои технические знания, научиться правильно излагать необходимый материал.

Кроме того, лучшие доклады участников-победителей молодежных конференций печатаются в научно-технических журналах. В 2010 году опубликованы две статьи молодых специалистов предприятия:

- статья «Оценка напряженно-деформированного состояния участка МГ на переходе через АТР», автор: Парфенов Д. В. (Отдел технологического проектирования). Журнал «Газовая промышленность» № 05/646/2010 от 05.2010 г.
- статья «Перспективы применения электроприводных ГПА», автор: Рябышев А. А. (Отдел энергетических сооружений). Журнал «Газовая промышленность» № 10/651/2010 от 10.2010 г.

Публикация труда молодого специалиста в серьезных российских изданиях придает дополнительную уверенность в значимости проделанной работы по подготовке доклада.

Однако участнику конференции приходится сталкиваться с рядом препятствий и серьезных противодействий.

В первую очередь, это негативное отношение некоторых начальников подразделений предприятия к любой непроизводственной деятельности их работника. Зачастую подобное отношение руководителей приводит к боязни и последующему за ней нежеланию молодежи участвовать в творческих мероприятиях, конференциях. Единственно возможным выходом из данной ситуации является правильное понимание Высшими руководителями предприятия необходимости творческого развития молодежи и беседы за круглым столом с начальниками подразделений по этому вопросу.

Кроме того, серьезная производственная загруженность, имеющаяся у инженера, может вызвать желание отказаться от продолжения написания доклада в пользу основной работы. Бесспорно, основная работа—превыше всего, поэтому в данной ситуации многое зависит от психологического настроя участника, от его желания доработать доклад и оформить презентацию, потратив еще большую часть вне рабочего времени.



Проблемы развития творческого потенциала работников молодежного Совета

Проблема развития творческого потенциала существует не только у обычных инженеров-проектировщиков, которые по своим обязанностям не занимаются никакой общественной работой в Обществе. Возникают определенные сложности и в молодежных Советах (далее — «Советах») предприятий, куда люди приходят сознательно и совершенно добровольно, заранее понимая, что от них потребуется активная позиция по организации молодежных конференций, спортивно-массовых турниров. Некоторые члены Советов представляют свою общественную деятельность лишь в составлении каких-либо списков, анкет, не желая участвовать в более сложных организационных мероприятиях, приведенных ниже:

- комплекс работ по проведению слушаний докладов молодых специалистов в Обществе (бронирование конференц-зала, оповещение членов жюри, создание и выпуск информационных материалов для проведения слушаний, работа с молодежью внутри отделов и т.д.);
- комплекс работ по организации молодежной конференции силами Совета (систематизация научного материала, тезисов, докладов, поступающего от участников конференций; поиск и работа с фирмами культурно-массовых направлений; работа с дизайнерскими подразделениями по изготовлению призовой продукции и т.д.);
- комплекс работ по проведению спортивно-массового турнира (поиск и решение вопросов по арендной оплате спортивного зала, вопросы агитации работников для участия в турнире и т.д.).

Такие серьезные организационные мероприятия позволяют достаточно полно узнать творческий потенциал конкретного работника Совета, понять, на что он способен, в каком направлении общественной работы ему лучше работать в будущем. В тоже время, эти работы играют роль «естественного отбора» внутри Совета, отсеивая не достаточно активных молодых специалистов, не настроенных на достижение поставленных задач.

Естественно, что любая общественная работа должна стимулировать со стороны Общества и Совета. В противном случае может наступить момент угасания эмоционально-творческих запасов человека. Среди действенных мероприятий по стимулированию членов Совета молодежи можно привести следующие:

- материальное поощрение по итогам работы за текущий год;
- повышение общественной должности молодого специалиста внутри Совета.

Отдельно необходимо отметить, что в 2011 году на нашем предприятии внедрена практика повышения в *производственной* должности работников Совета по итогам их *общественной* работы за период 3–4 года — по ходатайству Совета перед Высшим руководством Общества. Данное ходатайство в обязательном порядке согласовывается:

- с начальниками производственных подразделений, в которых работают молодые специалисты;
- с заместителями главного инженера по направлениям.

Идеей данного ходатайства является необходимость стимулирования руководства отделов в повышении в должности их работников — наиболее активных членов Совета, при условии их отличной производственной работы.



Выводы

Подводя итоги вышесказанного, необходимо отметить, что проблемы развития творческого потенциала молодого специалиста-проектировщика, безусловно, существуют. Решение этих проблем зависит от полноты понимания ситуации и взаимодействия Руководства предприятия, начальников подразделений, молодежных Советов, молодых специалистов.

И все же, главное решение по необходимости развития своего творческого потенциала должно сложиться непосредственно у самого молодого человека.

Внедрение технологии очистки печных труб от коксоотложений методом отслаивания на установке замедленного коксования типа 21–10/7

А. В. Чубуков, Д. С. Богданов, А. В. Шубочкин, В. Н. Чиченков

ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»

Высокотемпературный нагрев нефтепродуктов в печах установок замедленного коксования сопровождается закоксовыванием внутренней теплопередающей поверхности труб. Образование слоя коксоотложений—сложный процесс, связанный со свойствами сырья, кинетическими, гидродинамическими, теплотехническими и конструкционными факторами.

Закоксовывание теплопередающей поверхности трубы вызывает снижение коэффициента теплопередачи, повышение температуры стенки металла труб, что приводит к сокращению длительности межремонтного пробега установки и необходимости проведения операции очистки печных труб от коксоотложений.

Ранее для очистки труб применялся механический способ с помощью турбинок и шарошек. Данный способ требует значительных затрат времени на остановку установки, подготовки печи к ремонту, физического труда непосредственно на очистку труб от кокса и оказывает отрицательное воздействие на окружающую среду. В настоящее время наиболее распространен метод механической чистки печных змеевиков от коксоотложений с использованием так называемых пластичных скрепперов и «умных пиггов».

Более прогрессивным и в настоящее время повсеместно распространенным в России методом очистки печных труб от коксоотложений является паровоздушный метод. При паровоздушном способе кокс удаляют из труб выжиганием, пропуская через закоксованный нагреваемый змеевик воздух или смесь воздуха с водяным паром. Существенным недостатком паровоздушного способа является большой износ печных труб, обусловленный интенсивным окислением металла кислородом воздуха при высоких температурах, также возможен перегрев металла выше температуры предела его текучести.

В настоящее время наиболее передовым и широко используемым на зарубежных УЗК методом очистки печных труб от коксоотложений яв-



ляется метод «отслаивания» с использованием водяного пара. Метод был разработан еще в 1979 г., однако данные, раскрывающие суть и содержание метода, появились в печати только в 1990 г. Суть метода отслаивания заключается в продувке закоксованных змеевиков печи расчетным количеством водяного пара при соответствующем регулировании технологического режима. Проведение стадий нагрева, пропарки и продувки печных труб по этому методу позволяет удалять 90–95% кокса.

Метод отслаивания не требует полной остановки установки, процесс удаления коксоотложений осуществляют в частично заполненную коксовую камеру. Основным «секретом» использования данного метода является установление продолжительности непрерывной работы печи, после которой необходимо приступить к процессу удаления коксоотложений. Данный момент устанавливается как по значению предельно допустимого давления сырья на входе в печь, свидетельствующего о значительном закоксовывании внутренней поверхности труб, так и по величине предельно допустимой температуры стенки металла трубчатого змеевика. Температура со временем постепенно повышается, что свидетельствует о постоянном образовании кокса в трубе. Когда какая-либо из температур стенки достигнет величины максимально допустимой для металла печной трубы, это свидетельствует о необходимости проведения очистки трубы от кокса. При использовании парового метода отслаивания отмечают вероятность возникновения нескольких проблем: возможность эрозионного износа внутренней поверхности труб; появление непроходимости труб из-за большого количества выносимого кокса и интенсивное пенообразование в заполняемой коксовой камере из-за достаточно большого количества подаваемого водяного пара. Однако все эти проблемы можно решить при правильном расчете всех стадий подготовки и проведения процедуры отслаивания и ведения технологического режима заполняемой коксовой камеры.

Многочисленные публикации и опыт коксовиков из-за рубежа свидетельствует, что если ранее продолжительность пробега печей установок замедленного коксования между паровыжигами составляла в среднем 4–6 месяцев, то после внедрения метода отслаивания продолжительность пробега установок составляет 18–28 месяцев.

Технология очистки печных труб от коксоотложений методом отслаивания

Одним из преимуществ использования способа отслаивания коксоотложений из змеевиков печи является то, что он не требует остановки всей установки и при грамотном ведении процесса позволяет довести непрерывный срок эксплуатации печей до 18–28 месяцев и более. Общая продолжительность процесса раскоксовывания не превышает 24 часов, при этом установка продолжает работать при производительности 50–60% от проектной. Продукты очистки змеевиков от коксоотложений направляются непосредственно в работающий реактор, что, естественно, снимает вопрос экологии. Кроме того, в процессе раскоксовывания экономится некоторое количество топлива, т.к. при этом часть форсунок не задействовано.



Основанием для проведения очистки реакционных змеевиков печи, периодически осуществляемой в настоящее время на УЗК, традиционно является повышение давления на входе в продуктовый змеевик до превышающей допустимую проектом величину. В предлагаемом способе очистки змеевиков отслаиванием таким основанием является, в том числе, повышение температуры поверхности стенок трубы.

При превышении температуры стенки трубы некоторой определенной величины (в приведенном случае $\sim 620^{\circ}\text{C}$) один из потоков печи отключают от сырья и осуществляют отслаивание внутренней поверхности от коксовых отложений, в результате чего температура стенки снижается до первоначальной и процесс коксования возобновляется.

Таким образом, одним из основных условий осуществления очистки змеевиков от коксоотложений отслаиванием является наличие системы контроля за температурой поверхности труб змеевиков печи (рационализаторское предложение 2009 года). Система контроля предназначена, во-первых, для определения и регулирования температуры — теплопередающей поверхности в процессе коксования, и, во-вторых, для контроля за процессом очистки труб от коксоотложений. В первом случае, повышение температуры поверхности стенок труб при прочих равных условиях (например, при постоянстве температуры продукта на выходе из печи) свидетельствует о нарастании слоя коксоотложений и, как следствие, снижении эффективности теплопередачи и необходимости проведения мероприятий по очистке труб от кокса. Во втором случае определение и регулирование температуры стенок труб необходимо для выполнения операций по очистке труб и исключения пережога металла трубы.

Суть очистки труб змеевиков печи от коксоотложений методом отслаивания основана на том, что при нагреве труб до $650\text{--}700^{\circ}\text{C}$ в среде водяного пара происходит прокалка коксоотложений с типичными преобразованиями, характерными для прокалки сырого кокса (удаление летучих веществ, усадкой, повышением твердости и хрупкости). Поскольку кокс имеет более низкий коэффициент линейного расширения по сравнению с металлом труб, то под воздействием высокой температуры происходит нарушение контакта кокса с металлом трубы, его растрескивание, отслаивание и вынос потоком водяного пара из змеевиков печи.

Использование данного способа позволяет осуществлять очистку змеевиков печи без отключения печи от технологической схемы. Таким образом, отпадает необходимость останавливать печь и отсоединять ее от технологической линии, что сокращает время очистки труб и, следовательно, увеличивает межремонтный пробег установок.

К раскоксовыванию змеевиков печи обычно приступают через 4–5 часов после переключения очередной камеры на поток. Отслаивание осуществляют осторожно с постепенным контролируемым увеличением количества водяного конденсата с одновременным уменьшением количества подаваемого сырья. Основным условием очистки является постепенное отслаивание кокса, что контролируется наблюдением за давлением в змеевике. Скорость водяного пара в змеевиках не должна превышать ~ 100 м/сек, т.к. при большей скорости может наблюдаться эрозия труб.



Таким образом, для организации очистки змеевиков от коксоотложений способом отслаивания необходимо:

- обеспечить правильность установки поверхностных термопар и достоверность показаний температуры поверхности стенок труб змеевиков;
- установить водяной насос, который позволит четко регулировать необходимое количество водяного конденсата до 6ч8 т/ч;
- по причине подачи большого количества воды в коксующуюся камеру, организовать подачу антипенной присадки в процессе всего цикла проведения раскоксовывания.

Змеевики вторичного сырья по всей длине от входа сырья и до выхода его из печи оборудованы поверхностными термопарами. Очистка змеевиков от отложений кокса проводится при достижении показания хотя-бы одной из поверхностных термопар значения 620–630 С. Очистку проводят без остановки установки. Очистка начинается для змеевика, температура стенки которого достигла указанных значений. Второй змеевик работает в обычном режиме коксования.

Всю операцию коксоочистки методом отслаивания условно можно разделить на пять этапов (значения параметров приведены для установки № 60):

1. Подготовительные операции. Необходимо снизить расход вторичного сырья в потоке подвергаемом раскоксовыванию, параллельно вести снижение температуры на выходе реакционного змеевика подвергаемого раскоксовыванию до 450С. Затем производится равномерная замена турбулизатора на воду для раскоксовывания.

2. Замена сырья в очищаемом змеевике на водяной конденсат. Необходимо увеличить подачу воды для раскоксовывания до 560–680 кг (при этом давление на входе в змеевик должно практически не меняться), параллельно вести регулирование режима подачи топлива к форсункам радиантной камеры, в которой производится очистка змеевика (температура продуктов на выходе из змеевика не должна превышать 500°С. После стабилизации режима, вновь производят увеличение расхода воды на раскоксовывание на 560–680кг/ч. Указанные процедуры выполняются до полного прекращения подачи сырья.

3. Очистка змеевика. Необходимо довести температуру водяного пара на выходе из очищаемого змеевика до 590–595°С (или температуры поверхности змеевика 650 °С). Подъём температуры осуществляется со скоростью 25 °С/час. Необходимо следить за давлением на входе в змеевик. Если оно изменяется скачкообразно, это означает, что сбрасывается много кокса, а это может вызвать забивание труб. Для исключения забивки труб необходимо уменьшить скорость увеличения нагрева. Указанную температуру водяного пара на выходе из очищаемого змеевика необходимо удерживать в течение 2,5–3,0 часов или до тех пор, пока давление в проходах не перестанет падать.

Во время проведения очистки необходимо следить за температурой стенки труб по показаниям поверхностных термопар и с помощью оптического пирометра, температура не должна превышать 700 °С. По мере сбрасывания кокса температура процесса на выходе должна увеличиваться, а температура на поверхности змеевиков должна оста-



ваться постоянной. В конечном итоге эти две температуры должны почти сравняться. Продолжительность полной очистки змеевика составляет 20–30 часов.

4. Тепловой удар. Идея этого этапа состоит в том, чтобы добиться быстрого сокращения, а затем расширения змеевиков, что может помочь разбить кокс в трубах. Весь этап занимает менее часа. Производится путем быстрого охлаждения поверхности змеевика до приблизительно 550 °С, а затем быстрого разогрева до прежнего уровня. Для этого можно быстро уменьшить подачу топливного газа, открыть воздушные заслонки и открыть шибер дымовой трубы. Обязательно необходимо следить за признаками чрезмерного сброса кокса.

5. Завершение раскоксовывания. Данный этап аналогичен этапам 2 и 1, но все мероприятия в нем проводятся в обратном порядке

Подготовка оборудования для проведения операции

Для внедрения предлагаемой технологии очистки змеевиков от коксоотложений на установке № 60 был проведен анализ существующей технологической схемы и выполнены проверочные расчеты, подтверждающие возможность использования существующего динамического оборудования (насос Н-10—вода на раскоксовывание; насосы Н-2, Н-2р—вторичное сырье при 50% загрузке). В результате выполненной работы определены работы по внесению ряда изменений в существующую технологическую схему (монтаж новых линий, замена участка трансферного трубопровода на выходе из печи отм.17м, замена рабочего колеса насоса Н-10, реализация новых контуров регулирования и контроля). В соответствии с подготовленной сметой для подготовки оборудования и реализации проекта необходимы инвестиции в размере 15822,244 тыс. рублей.

Экономическая часть

Оценка эффективности проекта проведена из расчёта двухгодичного цикла проведения капитальных ремонтов на установке. При этом формула ремонта за 2 года: 1 капитальный + 3 текущих. Необходимо учитывать, что установка нормально останавливается восемь раз за двухгодичный цикл для производства паровоздушной очистки. В связи с тем, что предложенная в работе процедура позволит увеличить пробег установки до двух лет без остановки, учитывалось только снижение производительности на одни сутки с периодом 3 месяца. Расчеты проекта базировались на прогнозных ценах в соответствии с Едиными сценарными условиями для расчетов инвестиционных проектов Группы «ЛУКОЙЛ». Исходные данные для проведения финансово-экономических расчетов формировались на базе исходных данных, собранных на коксо-битумном производстве ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка».

В основу расчета показателей эффективности проекта положен принцип определения его экономических и финансовых результатов, состоящий в том, что в расчетах участвуют только изменения технико-экономических показателей, являющихся следствием реализации инвестиционного проекта.



Для выполнения расчетов были приняты следующие допущения:

- Начало реализации проекта—01.01.10 г.
- Продолжительность инвестиционной фазы составляет 24 месяца.
- Ставка дисконтирования для оценки эффективности инвестиционного проекта принята в размере 20%.

Выполненные расчеты показали, что при внедрении данной технологии на установке замедленного коксования № 60 (типа 21–10/7) ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» общая сумма расходов составит 15822,244 тыс. рублей. Срок окупаемости проекта 8,34 месяца, а индекс доходности 2,88.

Выводы

Учитывая малый срок окупаемости, и индекс доходности (значительно выше единицы), можно однозначно утверждать об инвестиционной привлекательности данного проекта. Также необходимо отметить, что средняя производительность по сырью установки № 60 за год, при проведении операции коксоочистки предлагаемым методом, также возрастет. Ориентировочно значение годовой мощности установки увеличится на 27000 тонн сырья.

Разработка программного обеспечения для расчёта нестандартных отводов и переходов технологических трубопроводов

М. А. Шаповалов, А. А. Поздняков, М. В. Бестужевский
ОАО «Самаранефтехимпроект»

Монтаж технологических трубопроводов не может обойтись без использования отводов и переходов. Отводы и переходы являются важной частью разветвленной трубной системы. Довольно часто требуется применение отводов и переходов с размерами, не предусмотренными в нормативно-технической документации.

От правильности конструкции, расчета на прочность и выбора материала нестандартных отводов и переходов зависит их срок службы и безопасная эксплуатация.

Нестандартные детали трубопроводов изготавливают из труб и листового материала. Для того, чтобы вырезать из трубы или листа заготовку, необходимо изготовить вычерченный по расчётным значениям шаблон, по которому производят разметку.

Для создания шаблона на практике проектировщику приходится пользоваться сложным аналитическим методом расчета (дающий возможность определить длины абсцисс и ординат деталей трубопроводов по сложным формулам), затрачивая на разработку нестандартных деталей трубопровода много времени. Облегчить и упростить довольно трудоемкую задачу является актуальной проблемой. Естественно, что возникает вопрос о применении упрощенных способов расчета и конструирования, дающих точные результаты и экономию во времени проектирования.



Упростить процесс расчета нестандартных отводов и переходов могло бы применение программного обеспечения.

Программно-расчётный комплекс нестандартных деталей трубопроводов (далее ПРК НДТ) предназначен для расчёта разверток шаблонов нестандартных отводов и переходов трубопроводов. С помощью ПРК НДТ рассчитываются следующие детали трубопроводов: секционный отвод, эксцентрический переход, концентрический переход с недоступной вершиной, концентрический переход с доступной вершиной.

Внешний вид ПРК НДТ максимально упрощён для удобства работы в программе пользователя с любым уровнем знаний.

Несмотря на простоту внешнего вида, программа имеет ряд функций:

- защищает пользователя от возможных ошибок и несоблюдения правил и норм, при их несоблюдении программа выведет сообщение, что именно не так;
- определяет тип вершин переходов (доступная и недоступная) и в случае, если он выбрал неверный модуль, предупредит пользователя;
- программа не требует от пользователя дополнительных расчётов, расчёт ведётся в полностью автономном режиме;
- автоматически рассчитывает вес нестандартной детали.

ПРК НДТ способен рассчитать длины отрезков и радиусов, необходимые для построения шаблона, который, в дальнейшем, будет использован для разметки частей нестандартной детали на листовом металле или трубе. ПРК НДТ осуществляет расчет разверток переходов и отводов трубопроводов по аналитическому методу.

Результаты расчёта программы выводятся в трёх вариантах.

Первый— это вывод значений, необходимых для построения шаблона в специальных ячейках в рабочем окне программы (рис. 1).

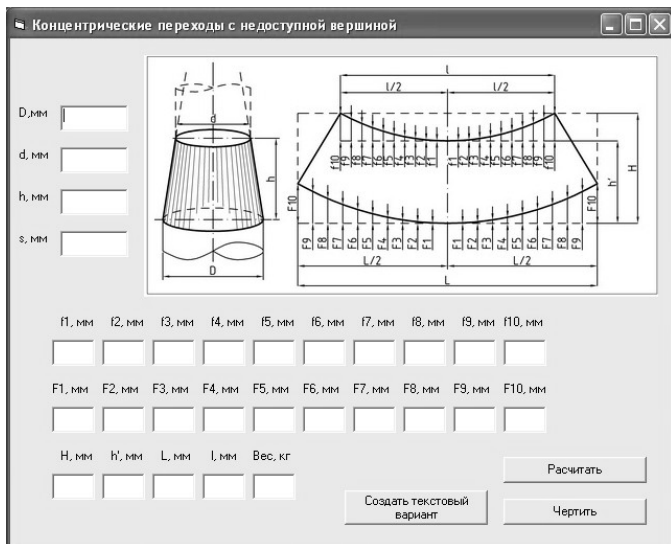


Рис. 1. Окно расчета концентрических переходов с недоступной вершиной



Второй — это вывод расчётных значений в виде текстового файла с расширением *.txt (рис. 2). Данный способ вывода информации удобен для специалиста, проверяющего чертежи готового шаблона детали.

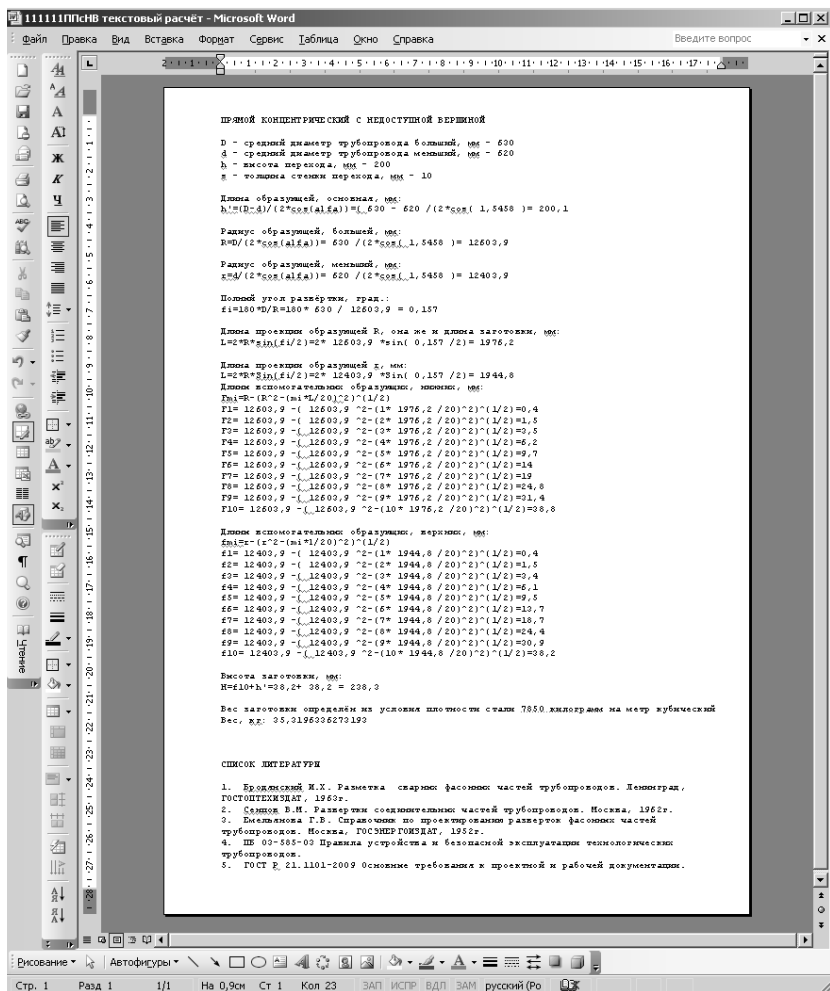


Рис. 2. Окно текстового варианта в Word расчета концентрических переходов с недоступной вершиной

Третий — это вывод файла сценария с разрешением *.scr. Полученный файл предназначен для графического отображения развертки нестандартной детали в инженерной программе AutoCAD. На чертеже (рис. 3) выполняется непосредственно развёртка и готовая спецификация. Сам чертёж оформлен в соответствии с ЕСКД.

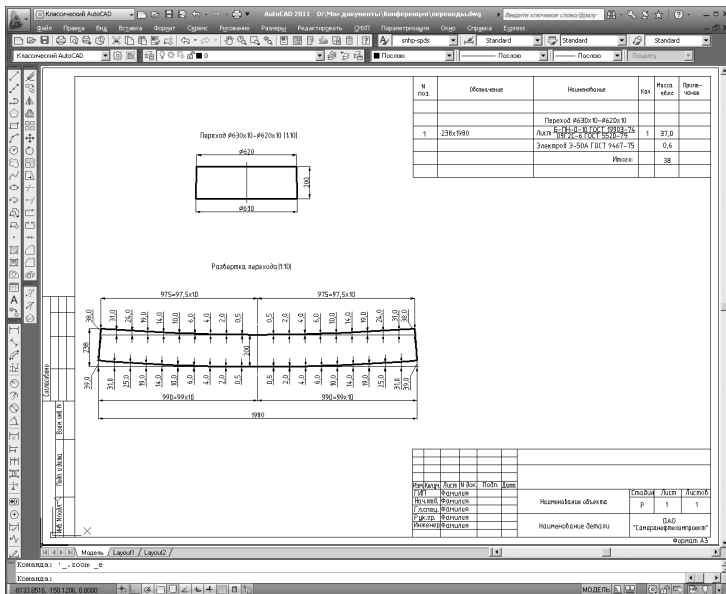


Рис. 3. Окно с чертёжом AutoCAD концентрического перехода с недоступной вершиной

Программа не требует высокой квалификации от проектировщика, исключая возможность допущения проектировщиком ошибок при расчетах, так как все сложные расчеты программа выполняет сама. Проектировщику нужно, только ввести минимум исходных данных.

Программа также позволяет значительно сократить время проверки выполненной проектировщиком документации. Проверяющему остается только проверить правильность введенных в расчет исходных данных.

Программа обладает элементом гибкости, позволяя за короткий промежуток времени рассмотреть различные варианты нестандартных деталей, и выбрать оптимальный вариант.

Конечным продуктом программы является расчет и готовый чертеж нестандартной детали.

Увеличение притока высокообразованной и мотивированной молодежи на работу в ОАО «НК «Роснефть»

А. О. Шафикова

Управление по региональной политике ООО «РН-Пурнефтегаз»

Исследование текущей ситуации. От учащихся школы требуются не только знания, но и активность, инициативность, умение взаимодействовать в команде, способность принимать решения в трудной си-



туации. Соответственно, необходимы такие изменения в организации процесса обучения, чтобы школьник мог применять свои способности и приобретённые знания не в обозримом будущем, а здесь и сейчас.

В специализированных классах, таких как «Роснефть-классы», проводится активная профориентационная работа по целому ряду направлений: взаимодействие с преподавателями профильных вузов, тренинги, деловые игры, конференции, фестивали и т.д. В России насчитывается 60 таких классов, в которых обучается около 1500 школьников. Однако пока процент выпускников «Роснефть-классов», поступающих на учёбу в профильные вузы на нефтяные специальности, относительно невысок (табл. 1). Ещё ниже процент выпускников профильных вузов (из числа участников проекта «Роснефть-класс»), которые трудоустраиваются в ОАО «НК «Роснефть».

Таблица 1

№	Наименование показателя	Количество /%	Пояснение
1	Выпускники «Роснефть-классов»	563 / 100	Кол-во за 2009–2010 гг.
2	из них: поступили на профильные специальности в нефтяные ВУЗы	150 / 26,6	(Нефтяные специальности)
		247 / 43,9	(Смежные специальности: юристы, экономисты...)
3	Из них не поступили на профильные специальности в нефтяные ВУЗы	166 / 29,5	(Медицинское, педагогическое, филологическое и т.д. образование)

Только 26,6% выпускников «Роснефть-классов» впоследствии выбирают нефтяные вузы и нефтяные специальности. Около 44% выпускников «Роснефть-классов» выбирают смежные специальности, 29,5% — выпадают из «поля зрения» Компании (данные за 2009–2010 год). Отсюда актуальность проектов, предлагающих новые подходы к решению кадровой проблемы нефтегазовых предприятий.

В рамках профориентации предлагается использовать развивающий и обучающий потенциал работы над специализированным школьным изданием, которое может стать нестандартным способом профориентации учащихся. Программа воспитательно-профориентационной деятельности школы и программа гражданско-патриотического образования школьников могут реализовываться посредством специализированной школьной газеты как в «Роснефть-классах», так и в старших (10-х) классах школ города.

Школьное издание — это собственный информационный ресурс класса (школы), формирующий в сознании целевой аудитории (родителей, учителей, учеников) желаемый имидж класса (школы) и понимание различных направлений развития школьного сообщества, а также информирующий о ключевых событиях в жизни класса (школы), мероприятиях и достижениях. Газета остаётся самым простым и доступным школьным изданием, и потому многие образовательные учреждения начинают свою издательскую деятельность именно с газеты, осваивая затем и более сложные формы.



Создание школьной газеты позволяет установить более тесные микросоциальные связи внутри класса (школы). Участие учащихся в школьном пресс-центре поддерживает их индивидуальное развитие, так как помогает организовать себя, выразить свои мысли, распространить их среди других людей, помогает лучше познать себя, открыть мир. В процессе совместной деятельности по созданию газеты между представителями разных поколений устанавливается взаимопонимание.

Цель работы—увеличение притока высокообразованной, лояльной, мотивированной на работу в Компании молодежи посредством повышения эффективности профориентационной работы с учащимися «Роснефть-классов» и школ города.

Задачи проекта:

- проанализировать развивающий потенциал работы над школьным изданием нового поколения (полноценная газета);
- разработать базовый макет издания «Роснефть-Классика» и программу ежегодных мероприятий для информационной поддержки проекта на уровне школьного сообщества;
- максимально использовать обучающий и развивающий потенциал информационно-коммуникационного проекта (школьное издание) в рамках реализации проекта «Роснефть-класс»;
- оценить ожидаемую эффективность работы учащихся над проектом издания «Роснефть-Классика»;
- адаптировать предлагаемый проект для реализации на уровне города (в городских школах) с целью расширенной профориентации учащихся.

Были изучены различные источники, в которых рассматривается тема использования школьного издания в качестве обучающего и развивающего инструмента. Несмотря на современные технические возможности школы, школьная газета до сих пор представлена преимущественно в классическом виде: лист ватмана, вырезки фотографий, надписи, листовки и прочее. Газета такого формата не воспринимается молодёжью как издание (СМИ) поэтому и эффективность такого средства коммуникации очень невысока.

Формат печатного издания, *отвечающего требованиям современного средства массовой информации*, является более привлекательным и интересным для школьников: он развивает большее количество навыков и качеств, нежели традиционная школьная газета на ватмане или школьный сайт. Печатная форма издания считается классической для средств массовой информации и «включает» социальный стереотип: эффект «материализации» информации, вызываемый тактильным восприятием печатного издания, формирует у читателей на подсознательном уровне доверительное отношение к материалам, публикуемым в издании, у авторов материалов (в нашем случае школьников)—ощущение материальности информации, результативности работы, завершенности совместного проекта. Кроме того, проект «Роснефть-Классика» помимо школьной газеты включает в себя программу информационной поддержки издания и мотивации учащихся. Работа школьников не ограничится командным взаимодействием при подготовке очередного номера газеты. Перед ними будут стоять и такие задачи, как презентация первого номера года, учас-



тие в Ежегодном творческом конкурсе «Роснефть-Классика», подведение итога работы в проекте за учебный год. Учащимся предлагается не только поработать над номерами газеты, взяв на себя ту или иную роль и зону ответственности в проекте, но и самостоятельно оценить свою работу и сделать выводы по проекту.

Повышение эффективности профориентационной работы с учащимися «Роснефть-классов» и других школ позволит в перспективе обеспечить увеличение притока в периметр Компании высокообразованной, мотивированной на эффективную работу, имеющей хорошую профессиональную подготовку молодёжи не только из числа выпускников «Роснефть-классов», но и других школ.

Исследовательская работа: Первостепенной для автора стала задача выявить, заинтересованы ли учащиеся в работе над проектом в новом для них формате. 15 декабря 2010 года автором проекта совместно со школьным психологом МОУ СОШ № 4 Хайруллиной Лилией Сагатовной было проведено исследование заинтересованности учащихся «Роснефть-классов» (50 человек) в участии в информационно-коммуникационном проекте «Роснефть-Классика». Итак, **88%** опрошенных считают, что качественная школьная газета будет интересна не только школьникам, но и их родителям и педагогам. Столько же опрошенных считают работу над изданием полезной и интересной. **78%** — хотели бы принять участие в создании газеты.

Чтобы школьная газета «Роснефти» «Роснефть-Классика» могла стать эффективным инструментом взаимодействия с *внешней аудиторией*, его можно включить в программу профориентации учащихся не только «Роснефть-классов», но и обычных классов школ города. И чтобы удостовериться в том, что учащиеся обычных классов будут не менее заинте-

РОСНЕФТЬ-КЛАССИКА 	Директор и Я	Достижения	Нефтяные новости	Нефтяные новости	Портрет нефтяника
<u>Нефтемания</u>	Классная азбука	Учительская	Литературная премия	Статистика	<u>Фотография</u> 



ресованы в проекте, чем учащиеся «Роснефть-классов», проведено ещё одно анкетирование. 29–30 апреля 2011 года участниками анкетирования стали учащиеся 9–10-х классов четырёх городских школ (МОУ СОШ № 1, № 3, № 6, № 7). Согласно результатам в настоящее время у старшеклассников средних общеобразовательных школ города Губкинского отмечается интерес к Компании «Роснефть», её дочерним обществам и нефтяным профессиям, который можно стимулировать посредством профориентационных мероприятий и проектов. Талантливые и целеустремлённые школьники, при грамотной организации системы информирования и поощрения учащихся, могут стать вторым «эшелоном» молодых специалистов — «кадровым резервом» Компании — после выпускников специализированных «Роснефть-классов». Таким образом, можно увеличить количество молодёжи, желающей работать в Компании. Естественно, что далеко не все желающие будут приняты в Компанию — одно желания работать мало. В результате конкурентной борьбы в «Роснефти» будут трудоустроиваться наиболее целеустремлённые и ориентированные на карьерный рост специалисты.

Базовый макет школьного издания значительно облегчит учащимся командную работу над изданием. Так как школьная газета «Роснефть-Классика» — это проект «Роснефти», постоянные рубрики газеты будут иметь привязку к нефтяной тематике. Первая полоса должна сохранять визуальную и имиджевую атрибутику Компании (логотип, шрифты, вёрстка), но при этом быть разноплановой, оригинальной, яркой.

Методические рекомендации из полной версии проекта помогут участникам проекта создать современный школьный пресс-центр в любой школе. В них чётко раскрываются этапы создания школьного пресс-центра: 1. Анализ современных печатных и электронных изданий; 2. Командообразование и распределение редакционных обязанностей; 3. Разработка миссии и концепции газеты; 4. Разработка плана работы пресс-центра; 5. Разработка базового макета номера издания; 6. Работа над содержанием и дизайном номера издания; 7. Распространение тиража.





В печатном виде (цветной принтер) предлагается распространять только экземпляры школьной газеты для стенда в здании школы (чтобы издание было доступно всем посетителям школы), экземпляры для подшивки «Роснефть-класса», директора школы, Управления развития персонала. При стоимости цветной двусторонней печати на листе формата А3 (20 рублей за лист) тираж в 50 экземпляров, удовлетворяющий требованиям школы, будет обходиться всего в 300 рублей в месяц (2700 рублей в год на печать). При наличии в школе цветного принтера (МФУ) печать можно сделать бесплатной (за счёт школы).

С подшивкой печатного издания «Роснефть-класса» смогут в любое время ознакомиться родители учащихся 10-го и 11-го «Роснефть-классов» (в том числе на родительских собраниях). Кроме того, электронные экземпляры школьной газеты, созданной самими учащимися, будут отправляться редактору корпоративной газеты ОАО «НК «Роснефть» «Нефтяной курьер».

В статью расходов на проект не включаются:

- оплата журналистского труда (учащиеся «Роснефть-классов» знакомы с основными жанрами журналистских текстов, их материалы будут публиковаться в издании бесплатно, так как данный вид деятельности относится к направлению профориентационной деятельности школы; журналистский текст объёмом в 4000 знаков с пробелами (= одна полоса) при его стоимости 300 рублей за 1000 знаков обошёлся бы в 1200 рублей (<http://seokopiraiting.narod.ru/tekst.html>); в школьном издании 12 текстовых полос), за учебный год (9 месяцев) данный вид услуг обошёлся бы минимум в 129600 рублей,
- оплата типографских затрат (в типографии печать 50 планируемых цветных экземпляров на стандартной бумаге будет стоить 20,24 рублей за номер при условии, что в номере 12 полос, цветные иллюстрации; печать школьного издания можно производить на цветном принтере на бумажных листах формата А3 при соблюдении ряда условий),
- транспортные расходы (ближайшая к городу Губкинскому типография располагается в г. Тарко-Сале; стоимость часа работы водителя автомобиля по самой низкой цене обойдётся в 210 рублей/час).

Чтобы соотнести предполагаемую и фактическую стоимости проекта, можно провести сравнительный анализ ряда параметров (параметры, не включённые автором проекта в сравнительную таблицу, никак не отражаются на фактической стоимости проекта, но увеличивают предполагаемую стоимость (например, работа редактора или фотокорреспондента) (табл. 2).

Таблица 2

№	Статья расходов	Сумма (руб.) в год (учебный)	
		Фактическая стоимость проекта, руб	Стоимость проекта с привлечением внешних провайдеров, руб
1	Ежемесячная работа двух кураторов проекта с учащимися школы (2000 рублей в месяц)	36 000	36 000



№	Статья расходов	Сумма (руб.) в год (учебный)	
		Фактическая стоимость проекта, руб	Стоимость проекта с привлечением внешних провайдеров, руб
2	Журналистская работа (4000 знаков с пробелами) *	школа**	129 600
3	Работа дизайнера-верстальщика*	школа	90 000
4	Корректорская работа*	школа	45 000
5	Организация и проведение ежегодного творческого конкурса «Роснефть-Классика» среди школьников	21 300	21 300
6	Печать 50 цветных экземпляров школьной газеты (ежемесячно)	2 700	9 108
7	Транспортные расходы	-	5 670
<i>ИТОГО:</i>		<i>60 000</i>	<i>389 678</i>

Таким образом, стоимость проекта при привлечении внешних провайдеров составит 389.678 руб. (1 уч. год = 9 мес.), фактическая стоимость проекта = 60.000 руб. (1 уч. год = 9 мес.). * пункты 2, 3, 4—приведена средняя стоимость услуг специалистов (по данным Интернета);** «школа» в графе таблицы значит, что данным видом деятельности занимаются школьники и периодически педагоги в рамках реализации проекта профориентации. Дополнительные затраты Общества не подразумеваются.

В среднем в год приёма на работу на 1 приезжего молодого специалиста предприятие затрачивает 20500 руб. С увеличением количества местных молодых специалистов предприятие сократит затраты на выплату единовременных пособий для приезжих молодых специалистов (в т.ч. участников проекта «Роснефть-класс») и оплаты стоимости проезда. Например, экономия предприятия при трудоустройстве 10–15 местных молодых специалистов составит 205000–307500 руб. в год. Кроме того, участие в проекте даёт продолжительный мотивирующий эффект на этапе учёбы в вузе и при поиске работы: Компания будет упоминаться участником проекта при общении с ближайшим окружением (впечатления от участия в проекте, демонстрация материалов из школьного издания). Для участников проекта не только из «Роснефть-классов», но и из обычных классов, ОАО «НК «Роснефть» станет первой нефтяной компанией, о которой они узнают на этапе профессионального определения, что может повлиять на выбор профессии, вуза и места работы в будущем.

Выводы: Школьное издание—это современное средство воспитания патриотизма, формирования активной гражданской позиции, средство повышения интереса к учёбе, а также коммуникационная площадка для освещения идей и проблем школьного сообщества. Использование школьного издания школьным сообществом решит ряд



задач и позволит: осветить в школьном издании проблемы, события и ключевые мероприятия школьной жизни силами самих учащихся; содействовать воспитанию информационной культуры школьников и приобретению навыков командной работы; повысить интерес к учёбе (литературе, русскому языку, обществознанию, краеведению, информатике и т.д.); развить интеллект, творческие коммуникативные и аналитические способности; сформировать гуманистическое отношение к окружающему миру, приобщить к общечеловеческим ценностям; обеспечить высокую конкурентоспособность при поступлении в профильные высшие учебные заведения; реализовать гражданско-патриотическое и этическое воспитание молодёжи; помочь в профессиональном самоопределении старшеклассников; сформировать у учащихся толерантное сознание.

Оценить эффективность работы учащихся «Роснефть-классов» над информационно-коммуникационным проектом школьного издания станет возможным как в процессе непосредственной работы над отдельным номером издания, так и по прошествии года. Ежегодная оценка может производиться школьными психологами и классными руководителями посредством следующих наработанных методик: оценка профессиональной ориентации (до и после участия в проекте); индивидуальная беседа со школьным психологом; тематическая беседа классного руководителя с родителями учащихся-участников проекта тестирование родителей и классных руководителей на предмет изменения поведения учащихся, возрастания интереса к вопросу выбора профессии, вуза и т.д. Также оценивать эффективность проекта могут представители нефтегазового предприятия, курирующие и взаимодействующие с классами, что придаст статус работе школьного пресс-центра. Целесообразной представляется оценка работы каждого учащегося-участника проекта с целью поощрения и мотивации авторов лучших работ (текстов и фотографий). Для этого автором проекта предлагается программа информационной поддержки школьного издания, в рамках которой предусмотрено ежегодное мероприятие для поощрения учащихся, а именно — ежегодный творческий конкурс «Роснефть-Классика»: отбор лучших материалов о ТЭК, НК «Роснефть» и ООО «РН-Пурнефтегаз», о школьной жизни, а также фотографий на аналогичную тематику. Лучшие работы будут отбираться в соответствии с номинациями. См. приложения к тезисам № 1 и № 2.

Свои бонусы от участия в проекте получает как школьное сообщество, так и Компания. Учащиеся поймут для себя, действительно ли они хотят посвятить себя нефтяной промышленности, сделают осознанный выбор профессии и вуза. Впоследствии будущие молодые специалисты, мотивированные на работу в «Роснефти», смогут повысить эффективность института наставничества и качество научно-технического творчества. В итоге посредством более масштабной и эффективной профориентационной деятельности мы увеличим приток в «Роснефть» талантливой молодёжи, которой присущи корпоративный патриотизм и настрой на успех.



Методика идентификации опасностей и оценки рисков ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» как основа системы управления охраной труда и промышленной безопасностью

К. А. Шемякина

ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»

Процесс интеграции России в мировое сообщество, приведение законов, стандартов и принципов управления к мировым нормам повлек за собой переход к новым системам управления предприятиями, в том числе, и к необходимости изменения системы управления охраной труда и промышленной безопасностью (далее ОТ и ПБ).

Сегодня в индустриально развитых странах предприятия работают с применением трех систем управления: качеством, экологией и охраной здоровья и безопасностью (ОТ и ПБ). Инструментом построения этих систем являются стандарты серий ISO 9000, ISO 14000 и OHSAS 18001:2007. Целесообразность использования стандарта OHSAS серии 18001 для разработки требований управления охраной труда и промышленной безопасностью обусловлена универсальностью заложенных в нем решений и хорошими возможностями адаптации моделей к конкретным условиям производства.

В ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» введена система управления ОТ и ПБ, построенная на стандарте OHSAS 18001. В эту модель заложили, как и предполагает система OHSAS 18001 политику, цели в области ОТ и ПБ и основу всего — идентификацию опасностей нанесения (получения) повреждений и оценку рисков. Вместе с тем система интегрирована с системой управления охраной окружающей среды, основанной на ISO 14001 и системой управления качеством, основанной на ISO 9001.

Политика ООО «Газпром Трансгаз Санкт-Петербург» состоит из трех частей: Политика в области качества, Политика в области охраны окружающей среды и Политика в области ОТ и ПБ.

Политика в области ОТ и ПБ декларирует две цели:

1. Создание безопасных условий труда и сохранение жизни и здоровья работников Общества;
2. Обеспечение надёжности работы опасных производственных объектов.

Эти цели достигаются путем идентификации опасностей, оценки и управления рисками в области ОТ и ПБ, а также оценки и анализа состояния оборудования, причин аварий и инцидентов.

В Обществе разработана методика идентификации опасностей получения (нанесения) повреждений и оценки рисков в области ОТ и ПБ.

Для наиболее полного рассмотрения всех опасностей получения (нанесения) повреждений с учетом специфики выполняемых работ составлен перечень опасностей.

Перечень состоит из 11 групп опасностей:

1. Механические опасности от работающего оборудования и заготовок
2. Электрические опасности



3. Опасности от шума и вибрации
4. Опасности, вызванные излучением
5. Опасности, возникающие при пренебрежении принципами расположения рабочего места, включая место водителя
6. Комбинация рисков
7. Опасности, связанные с системами управления
8. Опасности, связанные с функциями передвижения механизмов, подъема или передвижения людей
9. Дополнительные опасности, опасные ситуации и опасные события при эксплуатации СВД, ГПМ
10. Термические опасности, опасности от контакта с материалами и веществами (и их составляющих), используемых или выделяемых в процессе производства
11. Психологические факторы и организация труда

Каждая группа включает в себя описание видов опасностей (до 15) с которыми может столкнуться работник Общества.

Например, 1 группа опасностей — «Опасности, связанные с механическим воздействием», выглядит следующим образом:

- 1.1. Аккумуляция потенциальной энергии внутри машины или механизма вследствие отказа предохранительных устройств (возможность неконтролируемого выброса энергии)
- 1.2. Вакуум внутри машины, механизма, оборудования (в том числе вызванный перепадом давления)
- 1.3. Жидкости и газы под давлением, находящиеся в машине или оборудовании
- 1.4. Кинетическая энергия предметов в управляемом и не управляемом движении (разлет осколков, вылет детали из крепежа и т.п.)
- 1.5. Опасность, связанная с разрушениями элементов конструкции, оборудования или механизмов в результате износа
- 1.6. Потенциальная энергия предметов, которые могут сдвигаться под действием силы тяжести (например, при неправильном складировании, крепеже, монтаже)
- 1.7. Упругие элементы (пружины и т.п.)
- 1.8. Свободное движение деталей или материалов (падение, качение, скольжение, перекося, обрыв, скатывание)
- 1.9. Опасность, обусловленная выбросом жидкостей и газов под давлением (гидравлическое воздействие)
- 1.10. Опасность, обусловленная трением или абразивным воздействием
- 1.11. Опасность, обусловленная недостаточно защищенными вращающимися или движущимися деталями, которые могут травмировать работника (придавить, уколоть, ушибить, захватить, затянуть в том числе одежду)
- 1.12. Опасность провалиться или поскользнуться
- 1.13. Опасность ушиба, ранения, пореза или раздавливания
- 1.14. Опасность запутаться
- 1.15. Опасности обусловленные неправильным использованием ручного инструмента.

Таким образом мы учли 95 видов возможных опасностей.



Краткое описание методики идентификации опасностей получения (нанесения) повреждений и оценки рисков

Фундаментом построения системы идентификации опасностей, оценки рисков и управления ими является принцип: «Кто создает риски, у того больше возможности ими управлять».

Таким образом, первый этап идентификации опасностей — это идентификация опасностей каждым работником применительно к выполняемой им работе.

Каждый работник из всей совокупности опасностей выбирает возможность появления того или иного вида опасностей на его рабочем месте (зоне). В каждой группе работник может выбрать несколько опасностей, при этом определив наиболее значимую (значимые) в этой группе, а в последующем и наиболее значимую (значимые) из всех. Под наиболее значимыми понимаются те опасности, с которыми работник сталкивается чаще или воздействие которых, по его мнению, наносит более выраженный вред здоровью.

Затем совместно с начальником службы (отдела, участка, группы) корректируют эту таблицу, руководствуясь принципом разумной достаточности.

Выявление наиболее значимых опасностей позволяет наиболее оперативно проводить работу, направленную на их устранение, замену, технический контроль, предупреждающие надписи и/или меры, или использование дополнительных СИЗ.

После того, как для каждого работника опасности определены, рабочей группой, в которую обязательно включаются специалисты по охране труда и промышленной безопасности, производится непосредственно оценка риска.

Для этого заполняется ряд таблиц:

Таблица 1

A		B	C	AC	AD	AE	AF	AG
1	Задания ПЗ и Б							
2	Порядковый номер	Участок	Наименование должности или профессии	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Наиболее значимые опасности и профессиональные риски для данной профессии (выбирается по максимальной сумме или по статистике)
3				Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	
4				Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	
5				Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	
6				Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	
7				Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	
8				Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	
9				Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	
10				Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	
11				Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	Опасности от контакта с жидкостями, газами, парами, пылью, и т.п.	
35				МТС	Клавишник	Случай	Опасности связанные с контактом с электрическими токами в газопроводах, жидких газопроводах (газопроводы), состоянии, интерактивная реакция, в том числе, связанные с травмированием, ударной разгрузкой	
37				Опасности связанные с контактом с электрическими токами в газопроводах, жидких газопроводах (газопроводы), состоянии, интерактивная реакция, в том числе, связанные с травмированием, ударной разгрузкой				



При заполнении таблицы 1 необходимо определить (проставить из уже имеющихся листов, составленных для каждого работника) вид опасности и при наличии опасности в соответствующей ячейке проставить численное выражение количества опасностей.

При заполнении таблицы учитывается также наличие вредного (опасного) производственного фактора, подтвержденного замерами, проводимыми при аттестации рабочих мест по условиям труда. И этот результат заносится в определенный столбец Таблицы 1

Затем в таблице 1 в столбце AF производится итоговая числовая оценка опасности в соответствии со следующими градациями:

Числовая оценка опасности	Оценка опасности	Примечания
0–10	Отсутствует	Оптимальный режим работы, вероятность возникновения опасной ситуации практически равен нулю
11–30	Минимальная опасность	Допустимый режим работы, при котором возможна вероятность возникновения опасной ситуации, при этом следует соблюдать минимальные меры безопасности
31–60	Несущественная опасность	Режим работы, при котором вероятность возникновения опасной ситуации существует, при этом следует соблюдать меры безопасности
61–84	Существенная опасность	Работы в режиме опасной ситуации
85–95	Экстремальная опасность	Работы в режиме критической опасности. Можно охарактеризовать как недопустимый режим работы

Таблица 2

				+	+	+					
1	A	B	C	G	H	L	M				
1	Подразделный повар	Участок	Наименование должности или профессии	Оценка опасности по величине опасности «Г»	Оценка опасности по величине опасности «Н»	Оценка вероятности опасности «Л»	Оценка риска аварий при нормальном режиме работы				
2				«Г»- величина	«Н»- величина	«Л»- величина					
3				5	6	Оценка вероятности опасности «Л»- величина из % случаев					
4				5	5						
5				1	4						
6				3	3						
7				2	3						
8				26	МТС	Кладовщик		3	5	0,01	3
9											
26											



Следующий этап — это непосредственное проведение оценки рисков. В рамках проведения оценки рисков определяются:

Оценка важности потенциальной опасности «В» — зависит от тяжести полученной травмы и может иметь значение от 1 до 6,

Оценка подверженности опасности «П» — определяет частоту, с которой человек может получить травму, указанную в предыдущей позиции, Оценка может иметь значение от 1 до 6,

Вероятность подверженности опасности «Вр» — определяет вероятность наступления событий, указанных в предыдущих пунктах.

В столбце М мы получаем численную оценку риска в соответствии со следующими градациями:

Числовая выраженность рисков	Оценка рисков	Примечания
0–50	Несущественные риски	Риск практически отсутствует
51–100	Приемлемые риски	Зона наиболее возможного допустимого низкого уровня риска. Риск в общих чертах удовлетворителен и не требует дополнительных мер управления. Необходимо лишь поддерживать его на существующем уровне
101–150	Существенные риски	Существенный риск, это риск который уже может привести к негативным последствиям, необходимо принимать меры к сокращению до того уровня, насколько это практически обоснованно путём применения мер защиты, т.е. может быть принят во внимание при разработке целей и планировании мероприятий в перспективе
151–198	Экстремальные (неприемлемые) риски	Экстремальные — недопустимый риск. Все риски и воздействия должны быть сокращены, исключены и должны учитываться при планировании

Таблица 3

А		В		С		D		E		F		G		H		I		J		K	
1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		11	
1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		11	
2		3		4		5		6		7		8		9		10		11		12	
3		4		5		6		7		8		9		10		11		12		13	
4		5		6		7		8		9		10		11		12		13		14	
5		6		7		8		9		10		11		12		13		14		15	
6		7		8		9		10		11		12		13		14		15		16	
7		8		9		10		11		12		13		14		15		16		17	
8		9		10		11		12		13		14		15		16		17		18	
9		10		11		12		13		14		15		16		17		18		19	
10		11		12		13		14		15		16		17		18		19		20	
11		12		13		14		15		16		17		18		19		20		21	
12		13		14		15		16		17		18		19		20		21		22	
13		14		15		16		17		18		19		20		21		22		23	
14		15		16		17		18		19		20		21		22		23		24	
15		16		17		18		19		20		21		22		23		24		25	
16		17		18		19		20		21		22		23		24		25		26	
17		18		19		20		21		22		23		24		25		26		27	
18		19		20		21		22		23		24		25		26		27		28	
19		20		21		22		23		24		25		26		27		28		29	
20		21		22		23		24		25		26		27		28		29		30	
21		22		23		24		25		26		27		28		29		30		31	
22		23		24		25		26		27		28		29		30		31		32	
23		24		25		26		27		28		29		30		31		32		33	
24		25		26		27		28		29		30		31		32		33		34	

И в таблице 3 определяются организационные и технические мероприятия, которые необходимо применять, чтобы уменьшить риск. При



определении мер управления или рассмотрении изменений в существующих мерах управления соблюдается следующая иерархия:

- устранение;
- замена;
- технический контроль;
- предупреждающие надписи и/или меры административного управления;
- средства индивидуальной защиты.

Аналогичным образом проводится оценка риска для аварийного режима работы.

Согласно данной методике риски пересчитываются не реже 1 раза в 3 года или после произошедших несчастных случаев, а так же после замены оборудования, или изменения в технологическом процессе.

Следует отметить, что внедрение процедуры идентификации опасностей и оценки рисков является достаточно длительным процессом, даже в сравнительно небольших странах. Например, в Великобритании число погибших на работе снизилось с 1000 человек в год до 500 человек в год за 10 лет.

Таким образом, несмотря на существование целого ряда объективных и субъективных проблем, усложняющих переход к новому типу управления охраной труда и промышленной безопасностью, этот переход должен со временем повысить организационную культуру производства, изменить поведение работников и увеличить их ответственность, снизив таким образом аварийность на производстве и количество несчастных случаев.

Краткий анализ состояния разработки Средне-Итурского месторождения

Н. А. Шоховцова

*ГОУ СПО «Ноябрьский колледж профессиональных
и информационных технологий»*

В работе представлен краткий анализ состояния разработки Средне-Итурского месторождения.

1. Геологическое строение, запасы по каждому продуктивному пласту.
2. Основные геологические характеристики продуктивных пластов Средне-Итурского месторождения (BC_6^{0-1} ; BC_6^{0-2} ; BC_6 ; BC_7 ; BC_8^1 ; BC_9^1 ; BC_{10}^1 ; BC_{11}^2 ; BC_{12}^0 ; BC_{12}^0 (р-н скв.51 ПО)).
3. Проектные документы и сопоставление проектных показателей с фактическими.

Средне-Итурское нефтяное месторождение открыто в 1990 году Ноябрьской геологоразведочной экспедицией. Лицензия на право разведки месторождения и добычи нефти серии СЛХ ООО 48 НЭ выдана 24.02.94 г. ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз».

Запасы месторождения приурочены к отложениям пластов (Геологические/извлекаемые, категория С1):

BC_6^{0-1} — 0,218 / 0,064 млн.т.

BC_6^{0-2} — 0,178 / 0,053 млн.т.



БС₆ — 1,544 / 0,494 млн.т.
БС₇ — 3,337 / 1,365 млн.т.
БС₉¹ — 10,8 / 3,618 млн.т.
БС₉⁸ — 9,748 / 3,394 млн.т.
БС₁₀¹ — 10,43 / 3,744 млн.т.
БС₁₀² — 6,933 / 3,002 млн.т.
БС₁₁⁰ — 17,096 / 6,598 млн.т.
БС₁₂⁰ (р-н скв.51ПО) — 1,387 / 0,533 млн.т.
Всего по мест-ю — 61,671 / 23,165 млн.т.

Категория С1 — запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных в скважинах промышленных притоков нефти или газа (часть скважин опробована испытателем пластов) и положительных результатов геологических и геофизических исследований, выполненных в неопробованных скважинах.

Основные геологические характеристики продуктивных пластов Средне-Итурского месторождения.

По месторождению было выполнено 4 проектных документа.

Действующим проектным документом является:

«Технологическая схема разработки Средне-Итурского месторождения» с основными положениями:

- выделение 7 объектов разработки — залежи пластов БС₆, БС₇, БС₈¹, БС₉¹, БС₁₀¹, БС₁₁², БС₁₂⁰;
 - проектные уровни добычи:
 - нефти- 1804 тыс.т, (2003 г.),
 - жидкости- 4639 тыс.т, (2003 г.),
 - закачка воды- 4422 тыс.м³ (2004 г.),
 - фонд скважин для бурения — 30 шт в том числе: 19 добывающих, 6 нагнетательных, 5 резервных;
 - проектный фонд — 222, в том числе: 177 добывающих (из них 16 с горизонтальными стволами), 45 нагнетательных;
 - реализация комплекса геолого-технических мероприятий (бурение ГС и БГС, ГРП, ОПЗ, оптимизация работы добывающих скважин, ВПП);
 - осуществление мероприятий по доразведке и исследованию пластов БС₆, БС₁₂⁰ с целью перевода запасов категории С₂ в категорию С₁.
- Не выполнены проектные показатели по 6 объектам разработки:
- БС₁₂⁰. Отставание годовых отборов нефти от проектных обусловлено меньшим добывающим фондом и отставанием фактических дебитов нефти от прогнозных.
 - БС₁₀¹, БС₉¹, БС₈¹, БС₆. Более высокие, чем ожидалось, отборы нефти обусловлены значительным превышением фактического добываемого фонда над проектным, более чем в два раза (несмотря на отставание фактических дебитов нефти от прогнозных).
 - БС₇. Достичь проектных уровней добычи нефти не удается по причине значительного отставания фактических дебитов нефти от прогнозных.

Анализ разработки продуктивных пластов Средне-Итурского месторождения

На объекте в неработающем фонде числится скважин 40, в том числе бездействующем 13, находящихся в консервации 27.



Основной причиной бездействия добывающих скважин является аварии, на долю которой приходится 56% от общего фонда бездействующих добывающих скважин. Подчиненное значение имеют следующие причины бездействия: негерметичность экспл., колонны, смятие обсадной колонны, обводнение.

Число бездействующих добывающих скважин составляет 8% от эксплуатационного фонда, число скважин находящихся в консервации составляет 13% от общего фонда что соответствует требованиям Ростехнадзора и проектного документа. Основной причиной консервации является обводнение.

По вышеизложенным данным можем сделать вывод, что темп добычи нефти на Средне—Итурском месторождении падает. За 2005–2008 годы процент падения базовой добычи нефти находился в пределах 30,1ч35,8%, прогноз падения базовой добычи нефти на 2009 г.— 44,8%. С учетом мероприятий по снижению темпов падения на 2010–2012 г.г. закладывается 30,4% падения.

Заключение и вывод

- Средне-Итурское нефтяное месторождение разрабатывается с 1994 г. на основе утвержденных проектных документов. Суммарно на 01.07.2009 г. Добыто 12.4 млн.т нефти или 53% от НИЗ, числящихся на Государственном балансе;
- На объекте выделены 7 объектов разработки— БС₆, БС₇, БС₈¹, БС₉¹, БС₁₀¹, БС₁₁², БС₁₂⁰;
- В целом по месторождению расхождения проектных и фактических уровней добычи нефти находятся в пределах допустимых отклонений;
- Разработка ведется в соответствии с Технологической схемой, проектный фонд реализован полностью;
- На месторождении пробурено 185 добывающих и 71 нагнетательная скважины, всего действующих—199 шт., бездействующих—13 шт., в освоении—1 шт., в консервации—27 шт., наблюдательные—10 шт.;
- прогноз падения базовой добычи нефти на 2009 г.— 44,81%. С учетом мероприятий по снижению темпов падения на 2010–2012 г.г. закладывается 30,44% падения.
- процесс выработки запасов нефти в целом по месторождению показывает, что достижение проектных КИН, без изменений процесса разработки, будет проблематично
- Прогнозная добыча нефти по месторождению: 2009 г.— 635,2 тыс.т, 2010–544 тыс.т; 2011–472,3 тыс.т; 2012–461,6 тыс.т.



Петрофизические аспекты моделирования насыщенности в зависимости от высоты над ЗСВ

Е. В. Шкунов

ООО «НОВАТЭК-НТЦ»

Тема работы обусловлена возрастающей потребностью в поиске путей решения задач по определению коэффициентов нефтегазонасыщенности коллекторов в условиях, когда сделать это традиционными методами либо затруднительно, либо невозможно. Моделирование насыщения давно применяется при построении геологических моделей и при проектировании разработки месторождений. На Западе этим также широко пользуются и петрофизики. В России моделирование насыщения среди петрофизиков пока не столь популярно. Связано это, отчасти, с тем, что этот метод, как и другие альтернативные способы получения данных о насыщении, трудно защитить в ГКЗ. Традиционными по сей день остаются связи $R_p = f(K_p)$ и $R_n = f(K_v)$. Далее в работе будут представлены петрофизические аспекты моделирования насыщения в зависимости от высоты над ЗСВ (зеркалом свободной воды).

Основные ограничения при определении K_v по петрофизическим зависимостям могут быть связаны с бурением скважин с большим углом, когда на показания методов сопротивления увеличивается влияние вмещающих пород и анизотропии. Один из способов решения данной задачи — запись приборами с высокой разрешающей способностью (RT-Scanner) с последующим применением алгоритма расчета вертикальной и горизонтальной составляющих сопротивления (методика MERLIN компании SLB). Следующая проблема связана с исследованиями в тонкослойной среде, определение истинного сопротивления в которой зависит от вертикальной разрешающей способности методов. Сюда же можно отнести и случаи с интерпретацией старого фонда скважин, когда изорезистивная методика просто неприменима в маломощных пластах. Искажающее влияние на сопротивление может оказывать и глубокое проникновение бурового раствора в пласт. И главная проблема, с которой приходится сталкиваться при использовании стандартной петрофизической зависимости — это достоверность проб пластовой воды. Данные проб зачастую являются либо недостаточными, либо не качественными и не подходят для обоснования сопротивления пластовой воды, которое используется в расчетах по петрофизическим зависимостям и которое не участвует при моделировании. Как вариант решения данной проблемы — использование пикетт-плотов, но это будут лишь приближительные данные.

В основе метода оценки распределения водонасыщенности по мощности пласта лежит классическая теория равновесия между гравитационными и капиллярными силами. Капиллярное давление (P_c) — это сила, которая препятствует давлению вытеснения, контролирует захват углеводородов и положение контактов флюидов; является функцией радиуса поровых каналов:

$$P_c = 2 \times \gamma \times \cos \theta / r_p$$

где γ — поверхностное натяжение, r_p — радиус порового канала, θ — угол смачиваемости. На основании анализа вышеприведенного уравнения



можно сделать вывод, что капиллярное давление возрастает при уменьшении диаметра поровых каналов, увеличении поверхностного натяжения и уменьшении угла смачиваемости.

На водонасыщенность (и обратную величину — нефтегазонасыщенность) большое влияние оказывает строение порового пространства породы. Распределение водонасыщенности по пласту неравномерно: на одном и том же уровне водонасыщенность меньше в высокопроницаемых и больше в малопроницаемых породах. J-функция Леверетта позволяет обобщить значения капиллярного давления по пробам с различными значениями пористости и проницаемости:

$$J = \frac{P_c}{\gamma \times \cos \theta \sqrt{\frac{K}{\phi}}},$$

где J — J-функция Леверетта, P_c — капиллярное давление, K — коэффициент проницаемости, ϕ — коэффициент пористости, γ — поверхностное натяжение углеводорода/пластовая вода, θ — угол смачиваемости. Капиллярное давление часто выражают как «высота над уровнем свободной воды»:

$$P_c = (\rho_{\text{воды}} - \rho_{\text{ув}}) \times g \times h,$$

где $\rho_{\text{воды}}$, $\rho_{\text{ув}}$ — плотность воды и углеводородов, g — гравитационная постоянная, h — высота над уровнем свободной воды.

Все расчеты в рамках данной работы выполнялись в ПО Techlog. Помимо вышеописанного уравнения J-функции Леверетта в программе имеются следующие уравнения:

$$\text{Brooks-Corey: } SW = SW_i + (1 - SW_i) * (P_{ce} / PC) ** (1 / N),$$

$$\text{Lambda: } SW = a * (PC ** - LAMBDA) + B,$$

$$\text{Thomeer: } SW = SW_i + (1 - SW_i) * (1 - e ** (G / \ln (P_{ce} / PC))).$$

Исходными данными для расчета насыщенности пород по любой из представленных методик являются данные капилляриметрии. Замер давлений на образцах зерна, используемых в работе, проводился методом полупроницаемой мембраны на следующих ступенях: 0.14, 0.28, 0.56, 0.95, 2.45, 4.8, 12 атм. Для более точной настройки модели было принято решение разделить весь имеющийся материал на три группы (рис. 1). Основанием для этого послужило принятое в подсчете запасов разделение на группы пластов.

Следующим этапом работы была отбраковка некачественных данных. Изначально все замеры капиллярного давления приведены к лабораторным (атмосферным) условиям, поэтому эти данные после «чистки» и приведения к стандартным давлениям необходимо перевести в пластовые условия:

$$P_{c_res} = P_{c_lab} * (IFT * \cos \theta_{res}) / (IFT * \cos \theta_{lab}).$$

Основное отличие построения модели традиционными способами (зависимость J от $K\phi$) и построением в Техлоге заключается в том, что как

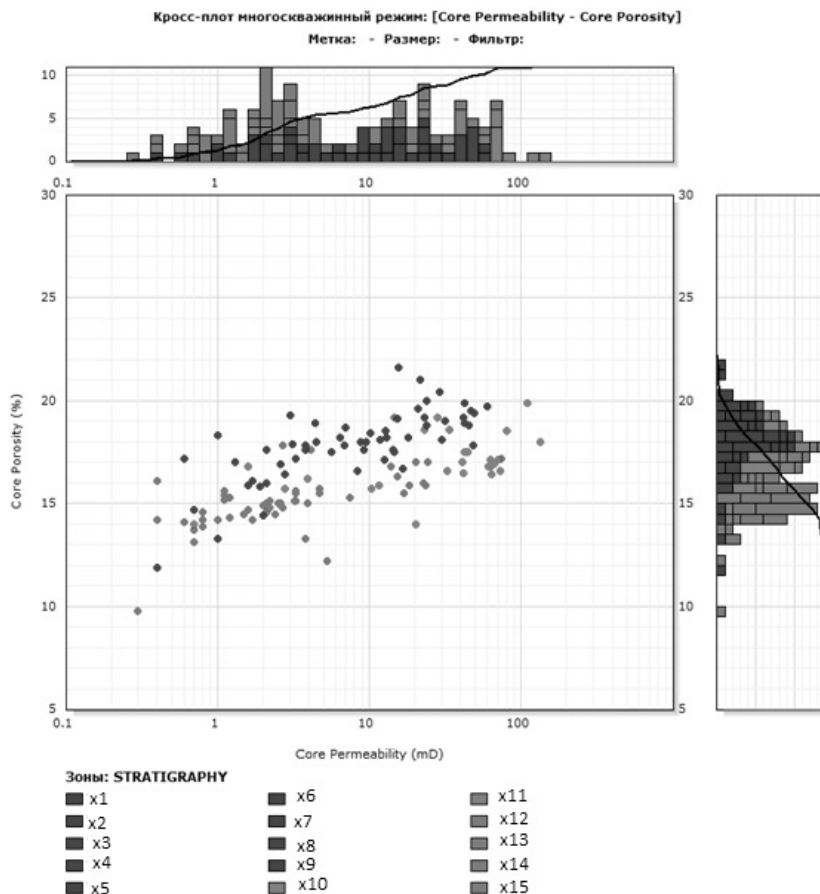


Рис. 1. Разделение на группы

таковой нормализации всех капиллярных кривых не происходит и зависимость может иметь не только константы в уравнении. Коэффициенты можно задать как функции свойств породы. Тем самым можно получить более тесную и физичную связь. Вне зависимости от выбранного уравнения, все коэффициенты можно представить как зависимость от пористости, проницаемости, квадратного корня отношения проницаемости к пористости, либо все же оставить постоянным коэффициентом. Контроль полученных зависимостей выполняется при сравнении исходных капиллярных кривых с синтетическими (модельными). Для каждой группы пластов была получена своя зависимость (рис. 2).

После построения модели можно переходить к расчету K_v для скважин. Входными данными являются кривые пористости и проницаемости, для контроля полученных данных также используется рассчитанная

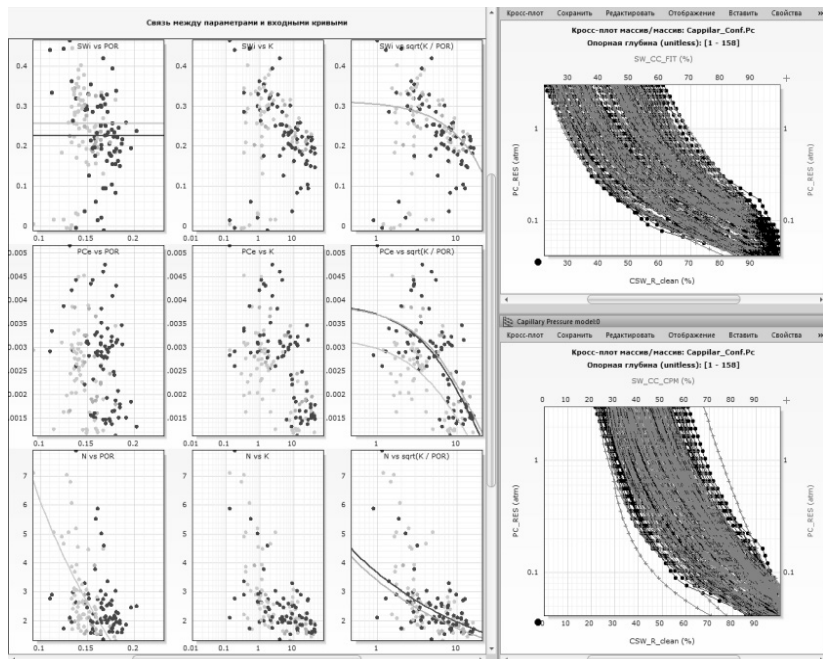
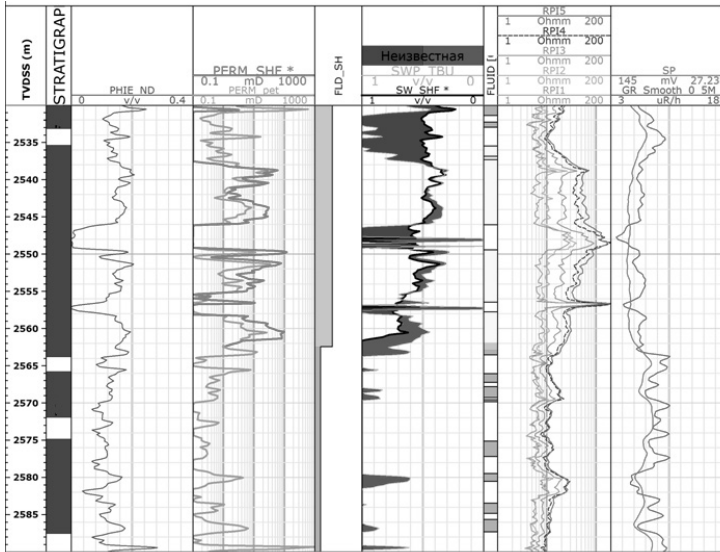


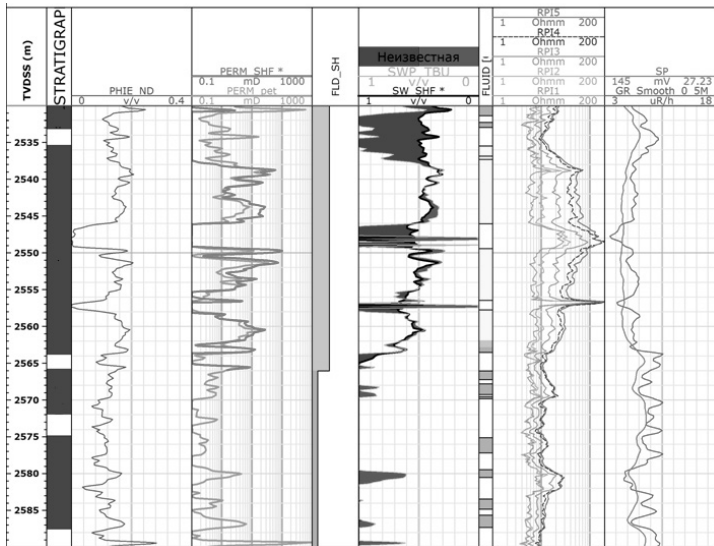
Рис. 2. Построение капиллярной модели

по ГИС кривая водонасыщенности. Поверхностное натяжение, плотность газа и угол смачивания были взяты для данных отложений. Как уже отмечалось выше, основной проблемой при моделировании является выбор уровня ЗСВ. В этом случае нельзя брать ГВК или ВНК — они зачастую проведены условно для группы скважин. На рисунке 3 представлена разница в полученных K_v при использовании принятого ГВК (–2562.4 м) и при использовании ЗСВ, определенного по сопоставлению K_v _ГИС и K_v _модель (–2566 м). Имея уже рассчитанную по ГИС кривую K_v , можно по всем уравнениям, кроме J-функции рассчитать коэффициент проницаемости.

Применяя различные уравнения с уточненными априорными параметрами (ЗСВ, поверхностное натяжение, угол смачиваемости, плотности флюидов) мы получаем практически одинаково хорошую сходимость с данными ГИС. Стоит отметить, что сравнивая результаты по модели с ГИС, необходимо учитывать принцип равных условий, т.е. K_v по ГИС должны быть рассчитаны по зависимостям, построенным для пластовых условий. Как уже отмечалось ранее один из недостатков определения K_v по ГИС — это ограниченность по вертикальному разрешению приборов в условиях малой мощности пластов. На рисунке 3 видно, как завышен K_v в кровле пласта ТП₂₀ из-за того, что вышележащие глины оказывают искажающее влияние на методы резистивиметрии. На кривой K_v , определенной по модели, этого завышения не наблюдается.



а)



б)

Рис. 3. Сравнение результатов расчета K_v при ЗСВ принятом по ГВК (а) и по рассчитанной отметке (б)



Если сравнивать результаты расчета K_v по зависимости $S_w = f(J)$ (или $S_{wn} = f(J)$) и K_v , рассчитанной в Techlog с $K_v_{ГИС}$, то во втором случае связь будет более тесная (рис. 4).

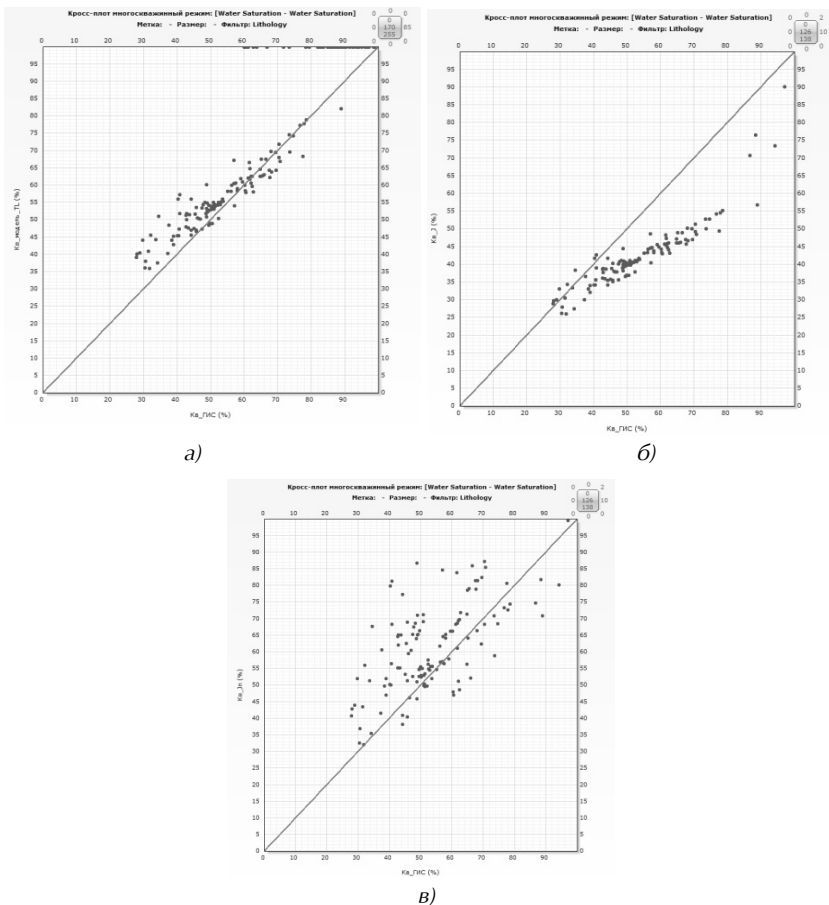
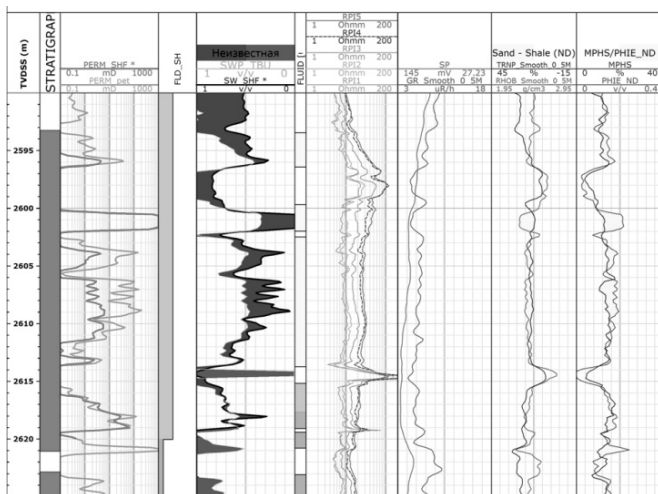


Рис. 4. Кроссплоты: а) $K_v_{ГИС}$ — $K_v_{модель_Techlog}$, б) $K_v_{ГИС}$ — K_v_J , в) $K_v_{ГИС}$ — $K_{vн_J}$

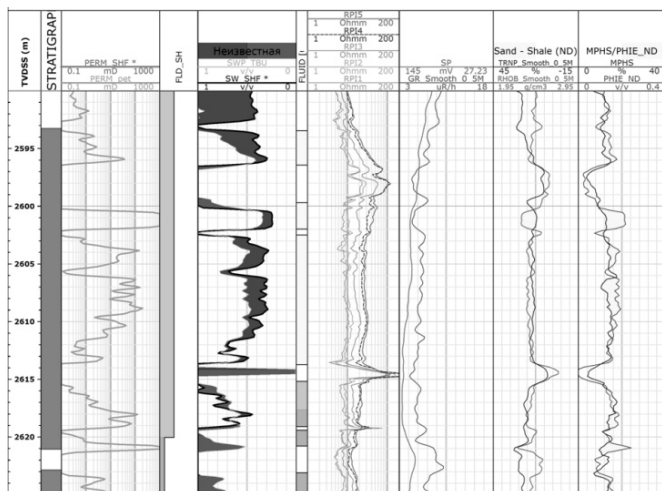
Такие результаты можно отчасти объяснить тем, что при построении модели в Techlog коэффициенты в J -функции, как отмечалось выше, не постоянны и описываются зависимостями от пористости и проницаемости (тем самым зависимость получается более тесной). Вторая причина получения не очень качественных (по сравнению с ГИС) данных K_v связана с ошибками определения остаточной воды, возникающими на этапе нормирования K_v по керновым данным (в случае использования зависимости $S_{wn}=f(J)$).



Хорошая сходимость ГИС-модель может наблюдаться в пластах, в которых не отмечается влияние газа на показания ГИС. Рассмотрим другой случай, когда это влияние существенно. На рисунке 5 приведен пример интервалов, в которых показания ГИС искажены влиянием газа. Расхождение в полученных насыщенностях хорошо коррелируется с расхождением в пористостях, определенных по комплексу ГТК-П-НКТ и ЯМК и в проницаемостях при решении обратной задачи.



а)



б)

Рис. 5. Влияние газа при построении модели насыщенности



Выбирая ту или иную методику получения данных о насыщенности, стоит, прежде всего, руководствоваться имеющимися данными. При наличии современного комплекса ГИС достоверных проб пластовой воды и тесных петрофизических связей традиционная методика дает хорошие результаты. В свою очередь, если вышеописанные условия не выполняются, то есть смысл использовать моделирование в зависимости от высоты над уровнем ЗСВ. Этот метод не зависит от истинного сопротивления пласта и пластовой воды, позволяет при решении обратной задачи определить уровень ЗСВ, в мощных пластах получить достоверные значения проницаемости и выполнить контроль результатов, полученных по ГИС. В то же время к недостаткам метода можно отнести зависимость от проницаемости, определенной по ГИС. Для построения модели необходима представительная выборка исследований капиллярных давлений на керне. Одной из основных проблем при моделировании является выбор уровня ЗСВ.

В идеальном случае необходимо обе методики применять одновременно, для взаимного контроля, совместно с данными керна. Это позволит получить достоверные данные о коэффициенте нефтегазонасыщенности, тем самым снизить риски при проектировании интервалов перфорации и при прогнозировании дебитов скважин.

Совершенствование технологии сернокислотного алкилирования

М. В. Шураев

ОАО «Куйбышевский НПЗ»

В проекте «Совершенствование технологии сернокислотного алкилирования» рассмотрена возможность алкилирования изопарафинов С4-С5 олефинами С3-С5 на установке 24/36 ОАО «Куйбышевский НПЗ» путем введения в реактор катализатора межфазного переноса, позволяющего существенно повысить селективность процесса, растворимость углеводородов в серной кислоте, снизить вязкость каталитического комплекса, уменьшить расход серной кислоты, существенно сократить время расслаивания кислотной-углеродной эмульсии.

Проведен расчет ожидаемого экономического эффекта от внедрения проекта.

Тенденции в разработке бензиновых двигателей при ужесточении законодательных актов заключаются в снижении содержания олефинов и ароматических углеводородов и примесей, таких как соединение серы и азота, чтобы сделать топливо более экологически чистым. Таким образом, защита об окружающей среде толкает на удаление большинства ключевых высокооктановых компонентов в бензине. Класс сильно разветвленных алканов, один из немногих классов с высоким октановым числом смешения компонентов, который позволит избежать этого давления. Это делает алкилирование изобутана идеальным, при смешивании компонентов бензина.



В патенте 2127716 найден подход, позволяющий снизить недостатки ведения процесса на серной кислоте добавлением в кислоту необходимого количества сульфолана, чем достигаются следующие результаты:

- увеличение растворимости изобутана в каталитическом комплексе, снижение вязкости кислотно-углеродной эмульсии;
- обеспечение увеличения количества наиболее ценного компонента в алкилате — триметилпентанов;
- увеличение октанового числа алкилата на 4–5 пунктов;
- в 50–100 раз сокращение длительности индукционного периода разработки серной кислоты;
- осуществление полного расслаивания образующейся в реакторе кислотно-углеродной эмульсии в течение 5–8 мин.
- снижение расхода серной кислоты на получение алкилата.

Процесс осуществляется в прочном реакторе в интервале температур 0–10°C при давлении, обеспечивающем пребывание реагента в жидком состоянии. Весовое соотношение сульфолан/техническая серная кислота поддерживается с интервале 2–6,99кг на 100кг технической серной кислоты. Соотношение каталитический комплекс/углеводороды поддерживается в широком интервале от 1:1 до 0,3:1, объемная скорость подаваемых олефинов находится в диапазоне 0,05–1ч⁻¹, концентрация кислоты 85–110% масс.

Сульфолан обладает следующими физико-химическими свойствами, описанными в таблице 1.

Таблица 1

Физико-химические свойства сульфолана

	$t_{\text{кип}}/t_{\text{пл}}$ °C	$t_{\text{всп}}$ °C	$t_{\text{заст}}$ °C	ρ_{20} г/см ³	Агрегатное состояние	Растворимость в углеводородах	Растворимость в воде
Сульфолан	285/29	165	28	1,262	Кристаллы	Не растворим	Растворим



Сульфолан

При применении сульфолана наблюдается увеличение растворимости углеводородов в серной кислоте и снижение вязкости кислотно-углеродной эмульсии. Уменьшение вязкости реакционной массы позволит увеличить производительность действующих установок, сократив время пребывания компонентов в реакторе за счет более быстрого создания кислотно-углеродной эмульсии того же качества. Увеличение растворимости позволит проводить процесс в присутствии большего количества изобутана в кислоте.

При уменьшении количества “жестких” кислотных частиц снижается выход “легких” (C5—C7) и «тяжелых» (> C8)—углеводородов, расходующих серную кислоту. При применении сульфолана расход серной кисло-



ты сокращается до 50–55 кг на тонну алкилата. Растворимость изобутана в каталитическом комплексе, содержащим сульфолан, увеличивается с 0,06% масс. до 0,5–1,5% масс.

Из-за уменьшения количества частиц, ведущих реакции крекинга и переалкилирования в реакционной массе, и снижения времени нахождения углеводородов в реакционной среде наблюдается увеличение в алкилате в 1,2–1,3 раза массовой доли наиболее ценных компонентов — триметилпентанов, в следствие чего наблюдается увеличение октанового числа алкилата на 4–5 пунктов.

На программе Gaussian 03W выполнены квантово-химические расчеты, которые показали, что наблюдается сильное взаимодействие молекулы сульфолана и серной кислоты с образованием комплекса с энергией 143 кДж/моль. Так же были проведены расчеты взаимодействия изобутана и сульфолана, которые показали, что образуется устойчивый комплекс с энергией комплекса 140 кДж/моль рисунок 3 а, б. Образование комплексов подтверждает, то, что сульфолан обладает сродством, как с серной кислотой, так и с изобутаном. Образование других комплексов с сульфоланом обладает меньшей энергией и их взаимодействием можно пренебречь, поэтому для дальнейших расчетов были выбраны два комплекса, обладающие наибольшей энергией — сульфолан-серная кислота и сульфолан-изобутан. В дальнейшем было рассмотрено взаимодействие трех молекул сульфолан, серная кислота, изобутан. Образование устойчивого комплекса свидетельствует о сродстве сульфолана с серной кислотой и с изобутаном, полученный комплекс с высокой энергией 282 кДж/моль свидетельствует о том что сульфолан может выступать агентом межфазного переноса в каталитической системе серная кислота-изобутан.

Для расчета эффективности использования сульфолана необходимо рассмотреть годовой материальный баланс установки сернокислотного алкилирования 24/36 ОАО «Куйбышевский НПЗ», представленный в таблице 2.

Таблица 2

Материальный баланс установки алкилирования

Выработка	Серная кислота т/год	Серная кислота-сульфолан т/год
Алкилбензин	30432,0	31345,0
Фр.норм.бутана	9720,5	9720,5
Автоалкилат	1059,4	889,9
Смесь газов	4623,2	3883,5
Потери	1627,2	1627,2
Изобутановая фракция	5606,5	5606,5
Итого	53068,9	53068,9

С помощью программы PIMS рассчитаны 2 варианта годового материального баланса завода по выходу бензиновых фракций: 1 вариант для алкилата с октановым числом 94–95; 2 вариант — для алкилата с октано-



вым числом 98 и с повышенным выходом алкилата. Сравнительная количественная характеристика выхода бензинов и экономический эффект показан в таблице 3.

Таблица 3

Выход бензина при изменении октанового числа алкилата до 98

	Ед. изм. в год	Цена руб./тн	Существующий процесс	Процесс на сульфолане	Млн. руб
Затраты					
Серная кислота	тн	127,00	2821,00	1567,00	0,16
Сульфолан	тн	150000,00	0,00	94,02	-14,10
Щелочь	тн	10169,00	24,35	14,61	0,10
Промывные воды	м ³ /год	2,80	190080,00	114048,00	0,21
Выработка					
Алкилат	тн		30432,00	31345,00	
Регуляр-92	тыс.тн	25000	670,2	665,6	-111,33
Премиум-95	тыс.тн	26500	193,0	294,8	-42,88
Премиум-95 Е 3	тыс.тн	26500	63,3	0	187,02
Супер-98 Е 3	тыс.тн	26700	11,1	77,6	29,66
Итого					48,84

Для реализации проекта необходимо строительство блока ввода сульфолана на установку стоимость данного блока составляет 3,8 млн. руб.

Общий экономический эффект применения сульфолан составит 45,04 млн. руб./год.

Представленный метод улучшения технологии алкилирования алканов алкенами позволяет существенно изменить следующие показатели:

1. Увеличить селективность алкилирования с 54 до 75%;
2. Увеличить растворимость изобутана в катализаторе;
3. Снизить вязкость эмульсии;
4. Увеличить октановое число алкилата на 4–5 пунктов;
5. Уменьшить длительность индукционного периода с 20 ч до 30–50 мин.;
6. Уменьшить расход серной кислоты на алкилирование до 50 кг на 1 т. алкилата;
7. Сократить время расслаивания кислотно-углеродной эмульсии до 5–8 мин., уменьшить количество щелочи, необходимой на нейтрализацию уносимой серной кислоты;
8. Экономический эффект введения процесса составит 45,04 млн. руб./год.



Перспективы внедрения внутрискважинного газлифта на Верхнеколик-Еганском месторождении

Р. В. Кевлич

ОАО «Варьеганнефтегаз»

В настоящее время проведение мероприятий, направленных на увеличение межремонтного периода УЭЦН, с каждым годом становится все дороже и дороже. Это связано с удорожанием технологий, направленных на увеличение МРП УЭЦН, с постоянно растущими тарифами на электроэнергию, а также с увеличением осложняющих факторов при добычи нефти УЭЦН. Все это, в конечном итоге приводит к удорожанию подъема 1т нефти как следствие снижение рентабельности скважин оборудованных УЭЦН. В связи с этим, необходим поиск альтернативных способов добычи нефти.

Месторождения Западной Сибири содержат огромное количество запасов газа, потенциал которых не используется в достаточной мере. Верхнеколик-Еганское месторождение обладает огромными запасами природного газа, который залегают в пластах, находящихся выше основных объектов разработки, пласты БВ10,11. Предлагается использовать энергию газа этих пластов для подъема жидкости ниже и вышележащих объектов разработки.

Цель проекта

1. Использование потенциальной энергии газовых пластов
2. Существенная экономия электроэнергии.
3. Увеличение эффективности эксплуатации скважин с различными осложняющими факторами.
4. Снижение числа скважин работающих в периодическом режиме
5. Повышение рентабельности добывающих скважин.

Для осуществления этой технологии предлагается внедрение двухпакерной компоновки типа ОРЭ для разобщения газового и нефтяного пластов с газлифтными клапанами, посредством которых будет производиться регулирование газа для подъема жидкости. Вторым вариантом предусматривает использование энергии газа соседней скважины-донора для закачки газа в добывающую скважину и подъема жидкости

Основные особенности газлифтной эксплуатации

Преимущества:

- Не требует электроэнергии
- Работа при высоком газовом факторе и содержании механических примесей
- Высокий МРП
- Использование при большом искривлении ствола скважины
- Широкий диапазон дебитов
- Простота конструкции
- Возможность проведения ГИС без извлечения оборудования
- Полная автоматизация и телемеханизация



Выводы и предложения

1. Исходя из проведенного анализа, Верхнеколик-Еганское месторождение обладает потенциалом для внедрения внутрискважинного газлифта.
2. Внедрение внутрискважинного газлифта позволит:
 - более рационально использовать пластовую энергию газа;
 - увеличить эффективность эксплуатации скважин с различными осложняющими факторами;
 - снизить количество скважин с периодическим режимом работы;
 - значительно снизить потребление электроэнергии при добыче нефти;
 - повысить рентабельность добывающих скважин;
 - использовать компоновку для осуществления внутрискважинного водогазового воздействия;
 - после истощения нефтяного пласта существует возможность продолжить эксплуатацию газового пласта.
3. Проект экономически целесообразен и предлагается в качестве пилотного проекта на Верхнеколик-Еганском месторождении.