



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

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

СБОРНИК

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



МОСКВА
2012

УДК 371.84 (06)
ББК 74.2.Я7
С23

ISBN 978-5-89552-402-2

Сборник работ победителей XIX 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», 2012. — 320 с.

Настоящий сборник включает выступления победителей XIX Конкурса молодежных разработок по проблемам топливно-энергетического комплекса на Итоговой конференции, состоявшейся 12 мая 2011 года в Зале Коллегии Министерства энергетики Российской Федерации.

Адрес оргкомитета конференции:

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

Редакционная коллегия:

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

Макет, компьютерная вёрстка — ООО "Ноосфера"
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 01.11.2011. Подписано в печать 10.01.2012
Формат 60x90 $\frac{1}{16}$ Бумага офсетная. Тираж 250 экз.
Отпечатано в ЗАО «Гриф»

ISBN 5-89552-402-8



© Министерство энергетики РФ, 2012
© НС «Интеграция», 2012

Содержание

Введение	10
Система управления лицензионной политикой нефтяных компаний при выходе на новые лицензионные участки шельфа. <i>А. Г. Алексеев, А. В. Арестов, А. В. Дуванов, А. П. Бяков</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»</i>	12
Внедрение системы, обеспечивающей раннее предупреждение негативного сценария реализации инвестиционных проектов	18
<i>Э. А. Аминова</i> <i>ОАО «Самотлорнефтегаз»</i>	
Применение спиральных теплообменников на Белозерном ЦТП ОАО «ТНК-Нижневартовск»	24
<i>Р. Р. Асфандияров</i> <i>ОАО «ТНК –Нижневартовск»</i>	
Модернизация цементировочной установки УНЦМ-6	27
<i>Т. М. Бадгутдинов</i> <i>ООО «Когалымское управление ремонта скважин»</i>	
Испытание технологических решений «интеллектуальная скважина» в ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»	35
<i>С. Ю. Баркалов</i> <i>ООО «НК «Роснефть» — НТЦ»</i>	
Повышение эффективности работы УЭЦН в скважинах с высоким газовым фактором с применением газоперепускных клапанов	42
<i>И. А. Батраков</i> <i>ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»</i>	
Подтоварная вода как источник энергии	50
<i>А. А. Березин</i> <i>ООО «Удмуртэнергонефть»</i>	
Подбор многофункциональной арматурной смазки для газопромыслового оборудования в условиях агрессивных сред Астраханского газоконденсатного месторождения	55
<i>Е. В. Беспалова</i> <i>Газопромысловое управление ООО «Газпром добыча Астрахань»</i>	
Снижение потребления технологического топлива на примере типовой установки гидроочистки дизельного топлива	59
<i>В. Д. Бойко</i> <i>ОАО «Газпромнефть-ОНПЗ»</i>	



Методика анализа достигнутой эффективности инвестиционных проектов (на примере проекта «Строительство установки висбрекинга гудрона»)	66
<i>М. В. Борш, С. А. Шилов, М. С. Решетов</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»</i>	
Современные технологии развития нефтегазового комплекса (на примере оборудования для отделения от газа жидкой фазы «Сепаратора-С1»)	71
<i>Е. В. Викторова</i> <i>НОУ СПО Новоуренгойский техникум газовой промышленности</i>	
Оценка эффективности работы фонда скважин и повышение его рентабельности	75
<i>В. А. Волгин, О. И. Дьяченко</i> <i>ООО «РН-Пурнефтегаз»</i>	
Импортозамещение присадок, улучшающих свойства дизельного топлива Евро, в ОАО «НК НПЗ»	82
<i>М. М. Волкова</i> <i>ОАО «НК «Роснефть» — ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»</i>	
Технологическое развитие дожимного комплекса месторождений, находящихся на завершающем этапе разработки, на примере дожимной компрессорной станции Вуктыльского ГПУ.	87
<i>М. А. Воронцов, С. С. Сальников</i> <i>ООО «Газпром ВНИИГАЗ»</i>	
Универсальная автоматизированная система приема и декодирования кода «Манчестер» (гидравлический, электромагнитный и кабельный канал связи) с глубинных блоков предприятий ТЭК	90
<i>Д. В. Голубенко</i> <i>Филиал «Центр горизонтального бурения» ООО «Газпромбурение»</i>	
Сравнительный анализ работы долот $\varnothing 215,9$ мм и $\varnothing 220,7$ мм, пути повышения механической скорости проходки за счет реализации гидравлической программы	93
<i>Д. Ю. Гришин</i> <i>ЗСФ ООО «Буровая компания «Евразия», ЭГЭБ-2</i>	
Разработка предложений по реализации мероприятий, направленных на увеличение выработки дизельного топлива со сверхнизким содержанием серы.	98
<i>М. В. Москалев, О. С. Гришина</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»</i>	
Внедрение двусторонних УЭЦН на скважинах после ЗБС в НГДУ «Сорочинскнефть»	106
<i>Д. В. Гулин</i> <i>ЦДО «Сорочинскнефть» ТНК-ВР</i>	
Модернизация гидравлической части буровых насосов 8Т-650	111
<i>А. А. Гушин</i> <i>Филиал ООО «АРГОС»-ЧУРС</i>	
Разработка четырехплунжерного насоса	116
<i>С. Ю. Дмитриев</i> <i>Филиал «Центр цементирования скважин» ООО «Газпром бурение»</i>	



Снижение потребления электроэнергии на ОАО «НК НПЗ» за счет компенсации реактивной мощности	120
<i>А. А. Дубровина</i>	
<i>ОАО «НК «Роснефть» — «НК НПЗ»</i>	
Выбор и обоснование внутрискважинного оборудования при разработке месторождений Северного Каспия (на примере месторождения им. Ю. Корчагина) . .	123
<i>Д. В. Елисеев, А. А. Земчихин, Е. Ю. Розенберг</i>	
<i>ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»</i>	
Оптимизация оценки эколого-экономической безопасности нефтебазового хозяйства	129
<i>Е. Ю. Ермолаев, Е. Г. Кривцов</i>	
<i>ОАО «НК «Роснефть-Кубаньнефтепродукт»</i>	
Разработка и внедрение методики диагностики источников флюидопроявлений в межколонном пространстве (на примере месторождения им. Ю. Корчагина) . . .	135
<i>А. В. Жаковшиков, Ю. Н. Дуванова</i>	
<i>ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»</i>	
Оптимизация схемы теплообмена нефти на установке АВТ-4	139
<i>А. В. Журавлев, В. В. Маковский</i>	
<i>ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»</i>	
Выбор оптимальной геометрии трещины ГРП на примере каменного месторождения	142
<i>Е. В. Загребельный</i>	
<i>ОАО «ТНК-Нягань»</i>	
Модернизация отечественных геофизических судов для мониторинга шельфовых месторождений	144
<i>Н. В. Зинин</i>	
<i>ОАО «НК «Роснефть» — Мурманскнефтепродукт»</i>	
Внедрение системы вертикального планирования от проекта с целью эффективного управления затратами	148
<i>Т. В. Зиновьева</i>	
<i>Пермский филиал ООО «БКЕ»</i>	
MES-система	152
<i>П. В. Ишимцев</i>	
<i>ООО «НОВАТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК»</i>	
Внедрение поплавкового клапана с компенсирующим устройством для автоматической прорудки скважин в условиях подземной добычи нефти	156
<i>П. А. Калмыков, А. А. Дружкова</i>	
<i>ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»</i>	
<i>ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз»</i>	
Применение тампонажных материалов для улучшения качества крепления скважин	163
<i>Р. А. Карамов</i>	
<i>ООО «Буровая компания «Евразия»</i>	



Поддержание энергоэффективности механизированной добычи нефти центробежными электронасосами	166
<i>С. В. Китаев, И. А. Шаммазов, А. Н. Валиев</i> <i>Уфимский государственный нефтяной технический университет</i>	
Модернизация системы энергообеспечения тепловой энергией на примере участка по организации железнодорожных перевозок в г. Саратов	170
<i>Д. А. Клименко</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Транс» ТПУг. Волгоград</i>	
Разработка и внедрение комплекса энергоэффективных тренажеров-эмуляторов в системе непрерывного фирменного профессионального образования	176
<i>А. В. Кобылкин, В. В. Стешенко</i> <i>УПЦ ООО «Газпром трансгаз Сургут»</i>	
Энергосберегающие лампы	180
<i>А. В. Колесников</i> <i>Филиал «Песчано-Уметское УПХГ» ООО «Газпром ПХГ»</i>	
Моделирование неопределенности как способ снижения геологических рисков на этапе разведки нефтяных и газовых месторождений	182
<i>А. В. Константинов</i> <i>ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр»</i>	
Определение причин и методов снижения высокой скорости коррозии оборудования установки обезмасливания гачей 40/3 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	189
<i>Е. И. Копалиди, Н. А. Мокрецова</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ—Нижегороднефтеоргсинтез»</i>	
Идентификация источников сброса нефтепродуктов в сточные воды ОАО «Саратовский нефтеперерабатывающий завод».	193
<i>Т. Н. Косынкина</i> <i>ОАО «Саратовский нефтеперерабатывающий завод»</i>	
Переход на раздельный сервис как метод повышения эффективности при бурении поисково-разведочных скважин на примере Бузулукского месторождения	195
<i>А. К. Кутлашов</i> <i>ОАО «Оренбургнефть»</i>	
Твердофазные химические реагенты для добычи природного газа	198
<i>А. В. Левенко, Я. А. Кривда</i> <i>ООО «Газпром добыча Краснодар»- Инженерно-технический центр</i>	
Одновременно-раздельная разработка нескольких эксплуатационных объектов на примере ОАО «Самотлорнефтегаз»	201
<i>И. В. Леонов</i> <i>Самотлорское нефтегазодобывающее управление ОАО «Самотлорнефтегаз»</i>	
Создание геоинформационной системы для решения задач эффективного землеустройства и экологического мониторинга при обустройстве нефтегазовых месторождений на базе отечественного программного обеспечения КБ «Панорама»	204
<i>Д. А. Липилин</i> <i>ООО «НК «Роснефть» — НТЦ»</i>	



Прогнозирование и упреждение рисков возникновения нештатных ситуаций в системах автоматизации	206
<i>С. А. Лобастов</i>	
<i>ООО «НОВАТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК»</i>	
Разработка и применение регламента промывки блоков регенерации ДЭГ при повышенном содержании солей в абсорбенте без демонтажа жаровой трубы . . .	213
<i>Д. А. Лясников</i>	
<i>Филиал «Степновское УПХГ» ООО «Газпром ПХГ»</i>	
Оценка экономической целесообразности продления сроков эксплуатации месторождений углеводородов за счет применения нетрадиционных технологий извлечения остаточных запасов	214
<i>Е. В. Мазурин</i>	
<i>Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта</i>	
Внедрение высоковольтного преобразователя частоты в системе поддержания пластового давления	222
<i>В. Е. Матвеева</i>	
<i>ОАО «Самотлорнефтегаз»</i>	
Энергоэффективность при использовании модернизированного электро-механического ротора с преобразователем частоты при бурении боковых стволов . .	225
<i>Д. И. Мингазов</i>	
<i>Губкинский филиал ООО «РН-Бурение»</i>	
Снижение негативного воздействия на окружающую среду при проведении работ по креплению скважин	231
<i>Ю. В. Михно</i>	
<i>Филиал «Центр цементирования скважин» ООО «Газпромбурение»</i>	
Использование низконапорного природного газа Юрхаровского НГМК в качестве сырья для установки по производству метанола (УПМ-12,5). Комплексная модернизация установки с увеличением производительности . . .	234
<i>А. Н. Настин</i>	
<i>ООО «НОВАТЭК — ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»</i>	
Развитие системы внутреннего корпоративного обучения	239
<i>Н. Ю. Ненилина</i>	
<i>ОАО «Томскнефть» ВНК</i>	
Оптимизация режима работы газотурбинных двигателей ГПА как способ продления их ресурса и повышения энергетической эффективности КС	241
<i>С. А. Паросоченко</i>	
<i>Ставропольское УПХГ ООО «Газпром ПХГ»</i>	
Способы, методы и устройства, используемые при ликвидации нефтегазового фонтана на скважине 5320 Капитоновского месторождения	245
<i>В. А. Петин</i>	
<i>ОАО «Газпром» ООО «Газпром газобезопасность» Филиал — Оренбургская ВЧ</i>	
Комплексная очистка вентиляционных выбросов от газовых и аэрозольных составляющих в блоке очистки бурового раствора	249
<i>А. Е. Поздняков</i>	
<i>Усинский филиал ООО «Буровая компания «Евразия»</i>	



Программа для оформления организационно-распорядительной документации «Дело»	253
<i>А. Н. Полуэктов</i> <i>Филиал «Астрахань бурение» ООО «Газпром бурение»</i>	
Оптимизация управления абсолютной ликвидностью компании с использованием новых банковских продуктов для повышения доходности финансовых вложений	257
<i>Д. Е. Рябчун</i> <i>ОАО «Удмуртнефть»</i>	
Передача электроэнергии по одному проводу	262
<i>М. М. Садыков, Д. В. Томиловский</i> <i>ООО «Газпром добыча Ноябрьск»</i>	
Выявление и оценка факторов, влияющих на качество крепления эксплуатационных хвостовиков на территории Пермского края	266
<i>В. А. Сазонова, И. М. Шистеров</i> <i>ООО «Буровая компания «Евразия»</i>	
Устройство эффективного защитного покрытия трубного металла на основе низкомолекулярного олигодена	272
<i>Р. И. Сапелкин</i> <i>ОАО «Газпром» ООО «Газпром добыча Ямбург» филиал ЯРЭУ</i>	
Метод оценки рационализаторского предложения	276
<i>О. В. Селезнева</i> <i>ООО «Запсибтрансгаз»</i>	
Усовершенствованное управление процессом. Регулирование методом нечеткой логики	278
<i>А. И. Селезнев</i> <i>ООО «Нижевартровский газоперерабатывающий комплекс»</i>	
Разработка и внедрение технологии сейсмического и петрофизического мониторинга при морском разведочном и эксплуатационном бурении	282
<i>А. Г. Алексеев, М. А. Сибилев, И. Р. Халиуллов, Н. С. Сибилева</i> <i>ОАО «ЛУКОЙЛ», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть»</i>	
Классификационная производственная функция комплексного переменного типа Кобба-Дугласа	286
<i>Е. В. Сиротина</i> <i>ОАО «Леноблгаз»</i>	
Результаты расчета двухфазной трехмерной фильтрации с использованием программы «Бутан-3D» на примере Карашурского ПХГ	290
<i>Д. Ф. Сливкова</i> <i>Филиал ООО «Газпром ПХГ» «Инженерно-технический центр»</i>	
Снижение рисков при бурении и разработке месторождений путем уточнения геологического строения усовершенствованным методом сейсмических инверсионных преобразований	294
<i>В. Н. Смирнов</i> <i>ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр»</i>	



Обустройство термокарстового месторождения с транспортом продукции по мультифазному трубопроводу	299
<i>Е. И. Соболев</i> <i>ОАО «НОВАТЭК»</i>	
Автоматизация управления эффективностью деятельности предприятия	302
<i>Е. Н. Сорвина</i> <i>НФ ООО «РН-Информ» в г. Нефтеюганске</i>	
Нефинансовые инструменты повышения инвестиционной привлекательности компании.	305
<i>А. В. Стукова, К. В. Ульянова</i> <i>ОАО «НОВАТЭК»</i>	
Усовершенствованная схема установки для изучения альтернативных источников энергии	311
<i>П. Е. Хвостик</i> <i>ООО «РН-Приморский НПЗ»</i>	
Программное обеспечение «ЛУКОЙЛ-Энерго»	314
<i>А. А. Чуляев</i> <i>ООО «ТД «Энергосервис»</i>	

Введение

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

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

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

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



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

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

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

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

Система управления лицензионной политикой нефтяных компаний при выходе на новые лицензионные участки шельфа

А. Г. Алексеев, А. В. Арестов, А. В. Дуванов, А. П. Бяков
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» осуществляет своими силами и силами дочерних и совместных предприятий активную лицензионную политику на шельфах Каспийского, Азовского и Черного морей. Основным, наиболее значимым фактором при принятии решения об участии в том или ином проекте, является экономическая эффективность задействованных в проекте активов.

Для минимизации рисков принятия такого решения авторами разработана методика оценки новых лицензионных площадей, которая позволит сконцентрировать усилия авторов технико-экономического обоснования на решении первоочередных вопросов, влияющих на экономическую эффективность проекта.

Целью данной работы является:

1. Оценка подтверждаемости запасов промышленной категории на экономическую оценку проекта.

2. Разработка алгоритма, который позволит принимать наиболее взвешенные решения о дальнейших работах по освоению месторождений Северного Каспия в части их разведки, проектирования их обустройства и транспорта добываемых углеводородов, что позволит свести к минимуму риски при приобретении новых лицензионных территорий.

В данных условиях экономические риски проекта существенно влияют на экономическую эффективность, т.к. работа в перечисленных условиях требует значительных капитальных и эксплуатационных затрат.

Научная новизна данной работы заключается в том, что, впервые, на основании выведенных авторами эмпирических зависимостей разработана методика оценки экономической эффективности лицензируемого актива с высокой точностью.

Оценка влияния прироста запасов Каспийских месторождений на капитализацию Компании

В работе приводится оценка изменчивости денежных потоков по проекту и внутренней нормы рентабельности проекта при выполнении или невыполнении плана прироста извлекаемых запасов по месторождению.

Расчет экономической эффективности производится исходя из предположения, что весь объем запасов C_2 переводится в запасы C_1 с коэффициентом, равным единице. Высокая подтверждаемость, достигнутая по результатам глубокого бурения, позволяет применять данный коэффициент.



В работе выполнена оценка риска при неподтверждаемости запасов категории C_2 в полном объеме. Для расчетов взяты коэффициенты подтверждаемости запасов категории C_2 , равными 0.3, 0.5 и 0.7. В работе предложен алгоритм, который позволит принимать наиболее взвешенные решения о дальнейших работах по освоению месторождений Северного Каспия в части их разведки, проектирования их обустройства и транспорта добываемых углеводородов. Метод позволяет не только количественно оценивать геологические риски, разрабатывать мероприятия по их минимизации, но и оценивать влияние тех или иных действий на капитализацию Компании. В тоже время с целью универсализации данной методики разработана система зависимостей изменения внутренней нормы доходности для разной глубины залегания продуктивных горизонтов при средних дебитах, характерных для изученных месторождений Каспия.

С увеличением глубинности IRR существенно снижается, что говорит о наличии высокой зависимости данного показателя от глубины (рис. 1). Это конечно логично, т.к. глубинность существенно увеличивает затраты на эксплуатационное бурение.

Внутренняя норма доходности инвестиционных проектов растет с увеличением запасов, однако после определенного порогового значения рост IRR уменьшается до полного выполаживания графиков.

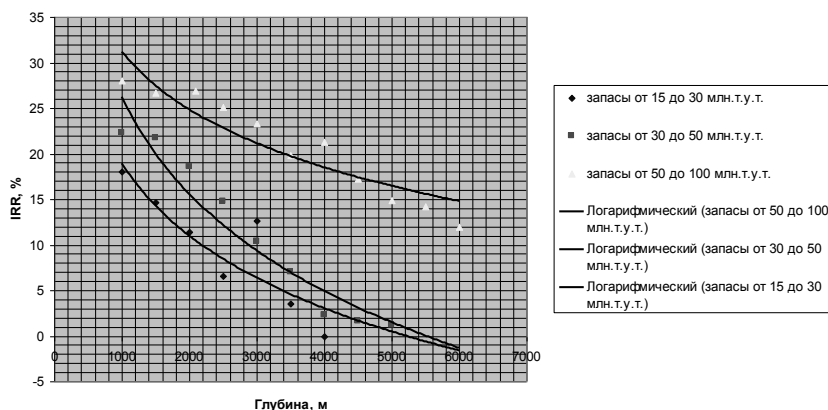


Рис. 1. Изменение IRR в зависимости от глубины залегания горизонтов (средненные, сглаженные значения)

Можно сделать вывод, что величина запасов имеет для экономики проекта ключевое значение до момента достижения порогового значения, оно для разных глубин залегания продуктивных горизонтов разное. До момента достижения данного уровня любое месторождение находится в зоне риска, где под влиянием тех или иных факторов, несущественно влияющих на рентабельность проекта, актив может попасть в зону нерентабельности.

Поэтому, при обосновании выхода на новые лицензионные земли, ресурсная база важна только для того, чтобы определить, находится ли данный актив в зоне риска или нет. В случае перехода выше порогового значения для



каждой конкретной категории месторождений обоснование роста ресурсной базы, с точки зрения экономической эффективности, значения не имеет. Рост ресурсной базы важен для того, чтобы обеспечить компенсацию добычи прироста запасов и повысить капитализацию компании, с точки зрения экономической эффективности, после выхода актива из зоны риска данным фактором можно пренебречь.

Важно отметить, что величина начальных дебитов скважин существенно влияет на рентабельность проекта. Данные расчеты проводились для ситуации, когда месторождение вышло из зоны риска, связанной с глубиной, когда при средних дебитах IRR растет незначительно при росте величины запасов.

Еще один важный критерий был оценен в данном исследовании: влияние гидрогеологической обстановки на исследуемой лицензируемой площади, а именно, активность водоносной области. Учитывая то, что данное понятие не измеряется, был предложен эквивалент данного параметра. Учитывая то, что коэффициент извлечения нефти равен произведению коэффициента вытеснения на коэффициент охвата, то при коэффициенте охвата, равного 1, КИН будет равен коэффициенту вытеснения. Если считать КИН, который можно достичь на месторождении исключительно фонтанным способом без применения системы ППД, то можно считать, что данный параметр будет эквивалентен собственной активности водоносной области. Проведен расчет зависимости экономической эффективности от активности водоносной области.

Таким образом, из всего приведенного можно сделать вывод, что при выходе на новые лицензионные земли, в порядке влияния на экономику проектов можно выделить наиболее важные факторы:

1. Активность водоносной области на исследуемой территории в предположительно продуктивных отложениях.
2. Фильтрационно-емкостные и барические характеристики перспективных горизонтов.
3. Ресурсная база в соотношении с глубинами залегания перспективных горизонтов.

При оценке новых лицензионных территорий геологические службы компаний — недропользователей почти не оценивают первые два параметра. В лучшем случае, пытаются найти месторождения — аналоги на сопредельных площадях. Однако специальные исследования на определение данных факторов не ведутся. В тоже время, участвуя в аукционах на право пользования недрами, претенденты платят существенную сумму в качестве бонуса за участие в аукционе, а затем расходует существенные средства, в случае победы, на работы регионального и поисково-оценочного этапа.

На основании приведенных в данной главе функциональных зависимостей был составлен калькулятор (рис. 2), при загрузке в который информации о предполагаемом лицензионном участке можно выполнить экспресс-оценку перспективности лицензионного участка. Предлагается программа региональных гидрогеологических и геолого-геофизических исследований, которые целесообразно проводить до момента участия в аукционе на получение права пользования недрами.



Исходные данные			
Параметры		Значения параметра	
Ресурсы	Геологические	Нефти, тыс.т	65000
		Свободного газа, млн.м3	125000
		Газовый фактор, м3/т	250
		Конденсатосодержание, г/м3	120
	КИН	40	
	КИГ	65	
	КИК	35	
	Подтверждаемость по нефти	75	
	Подтверждаемость по газу	60	
	Извлекаемые (с учетом коэффициента подтверждаемости в регионе)	Нефти, тыс.т	19500
		Свободного газа, млн.м3	48750
Нефтяного газа, млн.м3		4875	
Конденсата, тыс.т		5850	
Для нефтяных, м		2000	
Для газовых, м		3500	
Параметры продуктивного пласта	Глубина залегания продуктивных горизонтов	Для нефтяных, мД	50
		Для газовых, мД	120
	Проницаемость продуктивного пласта	Для нефтяных, Мпа	24
		Для газовых, Мпа	46.5
	Пластовое давление	Для нефтяных, %	22
		Для газовых, %	31
	Активность водоносной области		
Результаты прогноза			
Параметры		Значения параметра	
Степень риска (ресурсы\глубина), нефть		высокий	
Степень риска (ресурсы\глубина), газ		низкий	
Степень риска (ресурсы\глубина), актив		низкий	
Внутренняя норма рентабельности (нефть)		14.49%	
Внутренняя норма рентабельности (газ)		22.15%	
Внутренняя норма рентабельности (актив в целом)		18.72%	

Рис. 2. Калькулятор экономической эффективности лицензируемого актива

Учитывая то, что государство перед выставлением участка на аукцион осуществляет на нем подготовительные исследования силами организаций, входящих в МПРиЭ, то упомянутые региональные работы целесообразно также выполнить силами данных организаций. Но при отсутствии таковых исследований недропользователям важно выполнить такие исследования собственными силами, т.к. это повышает верность управленческого решения при выходе на новые шельфовые активы. Исследования могут базироваться на результатах ранее проведенных на площади съемок.

Укрупненная программа исследований на определение 1 и 2 факторов:

1. Обобщение всей совокупности сейсмического и скважинного материала на лицензируемой территории и сопредельных площадей.



2. Выявление региональных водоносных горизонтов, имеющих выход на лицензируемую территорию.

3. Региональные структурные построения по кровле выявленных водоносных горизонтов.

4. Построение региональных карт изобар и изотерм по скважинным данным по выявленным горизонтам.

5. Построение региональных карт фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) исследуемых горизонтов. Определение источников сноса осадочного материала. Прогноз ФЕС на исследуемую территорию.

6. На основании обобщенной информации проведение гидродинамического моделирования по данным горизонтам с прогнозом термобарических условий на лицензируемую территорию.

Обоснование экономической эффективности разработанной методики

Учитывая то, что до участия в аукционе предлагается проводить некие исследования по вышеприведенной программе работ, то напрашивается вывод, есть ли в этом необходимость.

Стоимость участия в аукционе на право пользования недрами сильно колеблется, однако ее можно определить по анализу статистических данных.

Суммы взяты по аналогии с ранее проданными лицензионными участками, территориально находящимися на территории областей и республик, находящихся в Прикаспийском регионе.

Сбор за участие в аукционе по каждому из участков составлял 100 000 (сто тысяч).

Стартовый размер разового платежа варьируется от 10 до 25 млнруб.

Шаг аукциона устанавливался в размере 10% стартового размера разового платежа по факту лицензионные участки продаются по 50–70 миллионов рублей. Т.е. реальные затраты только на предлицензионном этапе для недропользователя могут составить суммы свыше 50 млнруб. Учитывая то, что сбор исходной информации для выполнения программы предложенных исследований можно осуществить на основе публикаций и фондовых материалов, а геологическое и гидродинамическое моделирование можно провести с использованием стандартных программных комплексов, трудозатраты на выполнение данной работы научно-исследовательским, проектным институтом составят не более 50 чел/мес, при этом сбор материалов потребует трудозатрат не более 15 чел/мес. Кроме того, стоимость сбора материалов с оплатой за ознакомление с фондовыми материалами и подбор публикаций по работам в данном регионе не более 2 млнруб.

Трудозатраты на составление карт и схем составят 10 чел/мес.

Трудозатраты на геолого-гидродинамическое моделирование составят 25 чел/мес.

Расчет трудозатрат взят по аналогии с работами, выполняемыми различными НИИ и НИПИ за 2005–2010 гг.

Средняя заработная плата по московским ценам взята в размере 70 тыс. руб.

Таким образом, максимальные затраты на проведение вышеперечисленных исследований составят не более 12 млн руб. Исходя из вышеизложенного, экономическая эффективность разработанной методики составляет по минимальным оценкам

50 млн руб. – 12 млн руб. = 38 млн руб. (Табл. 1)



Таблица 1

№ п/п	Наименование статей затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	Затраты на оплату труда	3500
2	Страхование	65.45
3	Возмещаемые расходы	3458
4	Себестоимость	7023.45
5	Плановые накопления	1053.5175
6	Оплата фондовых материалов	2000
7	Стоимость работ	10076.9675
8	Кроме того, НДС	1813.85415
9	Итого	11890.82165

Основные выводы и рекомендации

Учитывая то, что целью данной работы, во-первых, является оценка рыночной стоимости Компании ЛУКОЙЛ в свете проводимых на Каспии работ, динамику ее изменения при влиянии экономических факторов и, во-вторых, оценка влияния прироста запасов Компании на шельфе Каспия на ее капитализацию, была проведена работа по расчету денежных потоков по каждому месторождению и по всему проекту в целом.

Предложен алгоритм, который позволит принимать наиболее взвешенные решения о дальнейших работах по освоению месторождений Северного Каспия в части их разведки, проектирования их обустройства и транспорта добываемых углеводородов. Метод позволяет не только количественно оценивать геологические риски, разрабатывать мероприятия по их минимизации, но и оценивать влияние тех или иных действий на капитализацию Компании, что немаловажно для управления данными активами на уровне высшего руководства Компании и их обоснованностью перед акционерами.

На основании сделанных выводов рекомендуется применять данную методику при оценке эффективности реализации новых проектов по поиску и разведке месторождений углеводородного сырья.

На основании выведенных авторами эмпирических зависимостей разработана методика оценки экономической эффективности лицензируемого актива с высокой точностью.

Сделаны выводы, что при выходе на новые лицензионные земли, в порядке влияния на экономику проектов можно выделить наиболее важные факторы:

1. Активность водоносной области на исследуемой территории в предположительно продуктивных отложениях.
2. Фильтрационно-емкостные и барические характеристики перспективных горизонтов.
3. Ресурсная база в соотношении с глубинами залегания перспективных горизонтов.



Разработана программа региональных гидрогеологических и геолого-геофизических исследований, которые целесообразно проводить до момента участия в аукционе на получение права пользования недрами.

Расчет экономической эффективности применения разработанной авторами методики составляет по минимальным оценкам 38 млн руб.

Внедрение системы, обеспечивающей раннее предупреждение негативного сценария реализации инвестиционных проектов

Э. А. Аминова

ОАО «Самотлорнефтегаз»

Тема раннего предупреждения негативного сценария реализации инвестиционных проектов является актуальной для многих предприятий, причем как связанных с нефтегазовой отраслью, так и зачастую муниципальных образований. Поскольку все участники инвестиционной деятельности заинтересованы в том, чтобы избежать негативного сценария (значительных убытков проекта или даже полного провала), необходимо заблаговременно учитывать и предупреждать все возможные последствия реализации проектов.

Под негативным сценарием подразумевается отклонение от цели, несоответствие фактически полученного результата с ранее намеченным. Возможность негативного сценария реализации инвестиционных проектов характеризуют с помощью категории «риск», и она имеет свои причины:

- распределение отдачи от проекта во времени;
- разброс значений каждой переменной, влияющей на величину критериев эффективности;
- значительные расходы, связанные со сбором дополнительной информации, необходимой для принятия эффективных решений.

Нефтегазовая отрасль, прежде всего нефтегазодобывающая, являются очень рискованными по своей специфике. Самыми рискованными вопросами для направления UPSTREAM (Разведка и добыча) являются: обеспечение наиболее эффективной выработки освоенных запасов углеводородов и целесообразность инвестиций в тот или иной проект. Вопрос о целесообразности инвестиций является определяющим при формировании оптимального инвестиционного портфеля.

В ОАО «Самотлорнефтегаз» на протяжении нескольких лет была проблема недостаточно рационального использования бюджетных средств (необоснованное резервирование) и некорректного прогнозирования, что зачастую приводило к существенному снижению эффекта от инвестиционной деятельности в самой Компании «ТНК-ВР». На рис. 1 графически представлена практика резервирования инвестиционных средств из себестоимости (REVEX) в 2009 г., когда фактическое значение стоимости операций значительно меньше прогнозируемого по нереализованной части проекта, находящаяся в зоне повышенного внимания Блока Планирования, управления эффективностью и контроля ОАО «Самотлорнефтегаз» (ПУЭК).

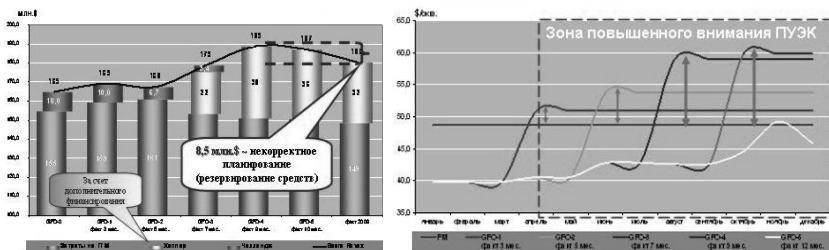


Рис. 1. Качество прогнозирования REVEX в 2009 г.

Вопрос о повышении качества прогнозов с тем, чтобы уже на раннем этапе реализации проекта предвидеть негативный исход и иметь возможность своевременно предпринять корректирующие действия, стал особенно актуальным и определил направление работы.

Цель проекта: внедрение системы раннего предупреждения и реагирования (СРПР), которая позволит своевременно принять решение о целесообразности участия в проекте, с целью снижения рисков при годовом планировании и прогнозировании результатов деятельности.

В мировой практике активно применяется термин раннее предупреждение или оповещение. В работе предлагается внести в данный термин изменения и образовать аббревиатуру СРПР — как системы раннего предупреждения и реагирования.

Под СРПР предлагается понимать «особую информационную систему, благодаря которой участники проекта получают сведения о потенциальных негативных сценариях реализации проектов, с тем, чтобы своевременно и целенаправленно реагировать на угрозы соответствующими мероприятиями».

Суть проекта: Выявление фактов негативного сценария реализации инвестиционных проектов в 2009 г. Разработка инструмента раннего предупреждения, схемы взаимодействия служб ЦАО в рамках реализации СРПР, формата, отображающего результаты оценки качества прогнозирования.

До сохранения отчетных версий GTM-DB (программа расчета добычи нефти), GFL (надстройка к SAP R3, оценка потребности в материалах и ресурсах) и загрузки в MI-систему (обязательные вехи мониторинга на предприятиях Компании «ТНК-ВР») производственная программа ОАО «Самотлорнефтегаз» проходит ряд контрольных процедур, направленных на повышение его качества и реалистичности прогноза. При этом появляется возможность на раннем этапе оценить эффективность реализуемых проектов и, в случае необходимости, внести корректировку в структуру инвестиционного портфеля (остановка неэффективных проектов, реализация дополнительных проектов Норрег) с целью улучшения показателей производственного контракта.

Первая контрольная точка — это оценка реалистичности прогноза добычи нефти с учетом фактически достигнутой эффективности. Решение по каждому проекту принимается коллегиально на инвестиционной комиссии предприятия (ИК). В итоге в GTM-DB сохраняется уже согласованный всеми заинтересованными лицами прогноз добычи нефти.

Вторая контрольная точка — это выявление необоснованных резервов инвестиционных средств. Результаты оценки также представляются на рас-



смотрение ИК, члены которой осуществляют экспертную оценку реалистичности формирования прогноза по производственным и инвестиционным показателям и принимают решение по корректировке прогноза с рекомендациями по оптимизации инвестиционного портфеля, представлению на перетверждение или остановку неэффективных проектов.

Таким образом, СРПР в ОАО «Самотлорнефтегаз» состоит из 2 ключевых этапов:

- экспресс-оценка реалистичности прогноза добычи;
- оценка эффективности ИП и выявление потенциальных резервов.

Реализация СРПР в процессе мониторинга инвестиционной деятельности позволяет:

- оперативно выявить отклонения и их корневые причины;
- разработать корректирующие мероприятия;
- согласовать оптимальный прогноз;
- оптимизировать инвестиционный портфель предприятия.

Тестирование качества

Методика определения реалистичного прогноза основана на применении инструментов статистики и использовании выборки исторических данных из базы WETS (поскважинная история производственных и стоимостных показателей), на которых проводился анализируемый вид геолого-технического мероприятия (ГТМ).

На основе расчета статистических показателей были построены графики плотности вероятности логнормального распределения и процента попадания случайной величины на отрезки, равные среднеквадратическому отклонению. Концентрация всех значений определяет зону пограничного уровня риска. Остальные отклонения попадают в зону недопустимых значений для прогноза.

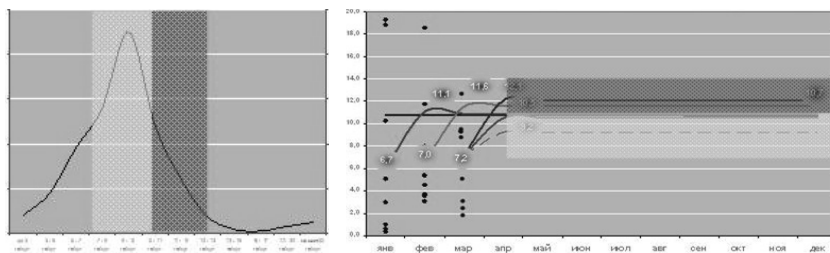


Рис. 2. Тестирование качества СРПР

При наложении эти зоны на предполагаемые прогнозы текущего года определяется степень реалистичности прогнозируемой эффективности по видам ГТМ (см. рис. 2).

Практическое применение

Внедрение СРПР в ОАО «Самотлорнефтегаз» в активном процессе, утвержден регламент СРПР. Благодаря налаженной схеме взаимодействия производственных и инвестиционной служб с применением предлагаемого



инструмента были своевременно скорректированы прогнозы по инвестиционной программе ГТМ-развитие и выявлены внутренние резервы предприятия для реализации дополнительных, более эффективных проектов с целью повышения показателей производственного контракта предприятия.

Ситуации необоснованного оптимизма производственных показателей и резервирования средств для ОАО «Самотлорнефтегаз» стали явным предметом особого контроля инвестиционной службы. Показатель качества прогноза инвестиционных затрат по производственному контракту является одним из самых весомых в структуре Департамента.

Адаптационный механизм СРПР в ОАО «Самотлорнефтегаз» включает в себя определенным образом сконструированную систему индикаторов. Комбинация показателей подбирается с учетом возможностей прогнозирования на их основе эффективности реализации инвестиционных проектов и угрозы недостижения запланированных показателей. Система индикаторов раннего предупреждения выполняет функцию контроля, т.е. проверки соответствия процесса планирования и прогнозирования показателей инвестиционных проектов принятым управленческим решениям, выявления потенциала и внутренних резервов в результате управленческих воздействий на инвестиционные проекты.

Расчет индикаторов раннего предупреждения осуществляется на основе принятых в Регламенте инвестиционной деятельности ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» стандартов расчета ключевых показателей эффективности инвестиционных проектов, а также на основе методов экономико-статистической обработки и экономико-математического моделирования.

Для своевременного информирования участников инвестиционной деятельности о потенциальных негативных факторах развития проектов используются форматы СРПР, являющиеся неотъемлемой частью системы оперативного мониторинга и представляющие собой сравнение показателей эффективности по проектам с отражением информации по реализованной части проекта, прогнозируемой в целом и ожидаемой по нереализованной части проекта. Сравнение предполагает динамику изменения текущих показателей (GFO-actual) от утвержденных параметров (FM) и параметров предыдущего официального GFO.

Идентификатор проекта	Имя проекта	Индикаторы раннего предупреждения и реагирования					Отклонения от предыдущего периода		Отклонения от FM	
		Следующий этап	Добавлять на план	Уменьшить объем работ на план	Уменьшить количество на план	РР	Добавлять	Исполнение	Добавлять	Исполнение
		тыс. руб./млн	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	%	%	%	%	
8	Бурение									
		Слеш	Слеш	Слеш	Слеш	Слеш	Слеш	Слеш	Слеш	Слеш
3	ЗВС									
		Слеш	Слеш	Слеш	Слеш	Слеш	Слеш	Слеш	Слеш	Слеш
26	ГТМ-развитие									
		Слеш	Слеш	Слеш	Слеш	Слеш	Слеш	Слеш	Слеш	Слеш
10	ГТМ-базы									
		Слеш	Слеш	Слеш	Слеш	Слеш	Слеш	Слеш	Слеш	Слеш

Рис. 3. Формализация СРПР в ОАО «Самотлорнефтегаз»

Формат СРПР формируется на основе конкретных аналитических задач, является доступным для получения данных и восприятия информации и ис-



пользуется специалистами ОИПМ в процессе проведения экспертизы инвестиционных проектов:

1. Исследование на соответствие содержащихся в инвестиционном проекте данных и параметров, в том числе указывающих на эффективность осуществляемых вложений, данным и параметрам, полученным расчетным путем.

2. Обобщение полученных аналитических выводов, подготовка перечня проблемных проектов, требующих реагирования (отклонение от запланированных параметров свыше 10%), и проектов, потенциально опасных в будущем (отклонение от запланированных параметров свыше 5%).

3. Подготовка краткой пояснительной записки, вопросов, предложений и рекомендаций по проблемным проектам для рассмотрения на ИК ЦДО.

В рамках реализации СРПР в ОАО «Самолорнефтегаз» была усовершенствована схема взаимодействия производственных и инвестиционной служб — на рис. 4 она представлена в формате диаграммы Ганта.

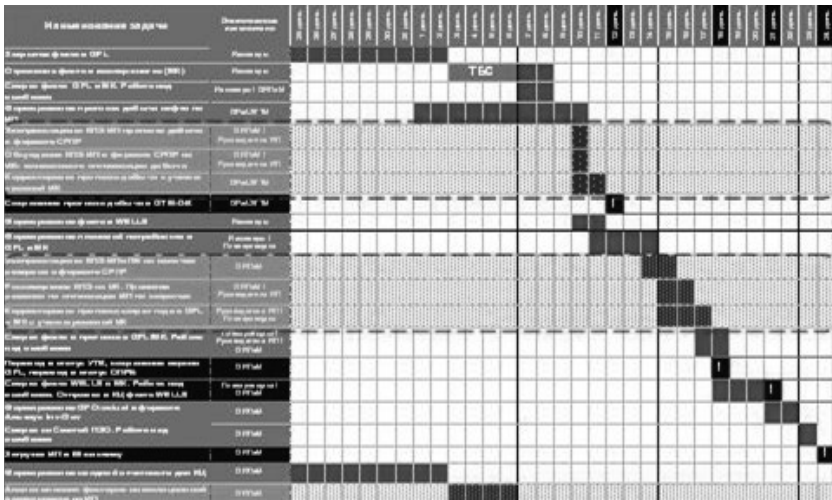


Рис. 4. Блок-схема взаимодействия служб в рамках реализации СРПР

От внедрения СРПР в 2010 г. в ОАО «Самолорнефтегаз» были получены следующие результаты (см. рис. 5):

Повышение прозрачности планирования производственных показателей и затрат.

Предупреждение развития негативного сценария реализации проектов.

Повышение качества информации для принятия управленческих решений.

Перераспределение инвестиционного бюджета на реализацию более эффективных проектов с целью повышения показателей ПК, при этом потенциальные резервы были своевременно выявлены за счет собственных средств предприятия, без отвлечения их у Компании ОАО «ТНК-ВР Менеджмент».

Выстраивание более четкого взаимодействия производственных и экономических служб на этапе планирования и прогнозирования инвестиционной программы.



Рис. 5. Результаты внедрения СРПР в ОАО «Самотлорнефтегаз» в 2010 г.

В результате работы:

1. Предложен инструмент раннего предупреждения и реагирования.
2. Разработаны и совершенствуются форматы, отображающие результаты оценки качества прогнозирования (в т. ч. т. н. индивидуальные карточки проектов).
3. Разработана и положена в основу Регламента схема взаимодействия служб в рамках реализации СРПР.
4. Методика СРПР протестирована на базе текущей инвестиционной программы и подтвердила свою эффективность.
5. Оценка эффективности инвестиционной программы на основе СРПР с 2011 г. является регулярной и систематической, результаты включены в производственные контракты ответственных подразделений.

Выводы

Ранее предупреждение негативного сценария развития проекта сулит немало выгод: ведет к более четкой координации предпринимаемых действий по достижению цели; позволяет правдиво оценить внутренние резервы предприятия, предвидеть возможный негативный исход уже на раннем этапе реализации проекта и своевременно предпринять компенсирующие действия.

Потенциал реализации предлагаемого проекта не ограничен рамками предприятия ОАО «Самотлорнефтегаз». СРПР можно сравнить с иммунной системой, охватывающей весь организм. Такая иммунная система нужна каждой компании — хорошо организованный бизнес-процесс по выявлению, сбору, интерпретации, распространению и обмену фактическими данными, которые, возможно, сигнализируют о необходимости принимать серьезные меры.



Глобализация мировых экономических связей способствовала появлению цепной реакции в распространении кризисов в региональном масштабе. Бизнес XXI века стал не просто жестким, его основой стали постоянная работа и ответственность за принятие максимально эффективного решения, основанного на системе раннего предупреждения и реагирования.

Применение спиральных теплообменников на Белозерном ЦТП ОАО «ТНК-Нижевартовск»

Р. Р. Асфандияров

ОАО «ТНК –Нижевартовск»

На Белозерный Центральный Товарный Парк поступает товарная нефть для последующей сдачи в трубопроводную систему АК Транснефть. Нефть сдают 6 предприятий группы компаний ТНК-ВР и 16 сторонних организаций.

По требованию компании Транснефть температура сдаваемой нефти БЦТП должна быть не ниже 17 градусов Цельсия. При существующей технологии нагрева товарной нефти с помощью 5 (всего их 6, одна в резерве) печей ПТБ-10. Печи спроектированы в 70-х годах прошлого века, введены в эксплуатацию в 1988 году. Они морально и физически устарели, требуют регулярного обслуживания и не соответствуют требованиям пожарной и технической безопасности.

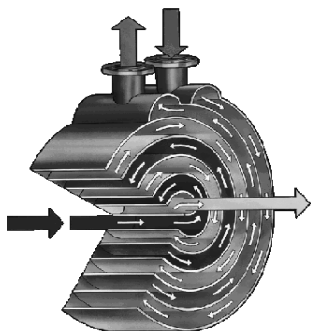
Компания теряет значительные средства — путем сжигания сухого отбензиненого газа, что, в свою очередь, небезопасно т.к. нагрев нефти происходит открытым пламенем, вследствие чего возникает риск возгорания из-за прогара змеевиков, в которых нагревается нефть — процесс нагрева становится потенциально взрывоопасным. Также актуальна проблема выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании газа.

Цели проекта:

- эффективное использование энергоресурсов;
- монетизация газового бизнеса;
- безопасность проекта.

Краткое описание сути проекта:

В данном проекте рассмотрен вопрос замены печей ПТБ-10 на спиральные теплообменники Alfa-laval.



Принцип действия спиральных теплообменников:

Нефть и вода в противотоке проходят через теплообменник по отдельным каналам.

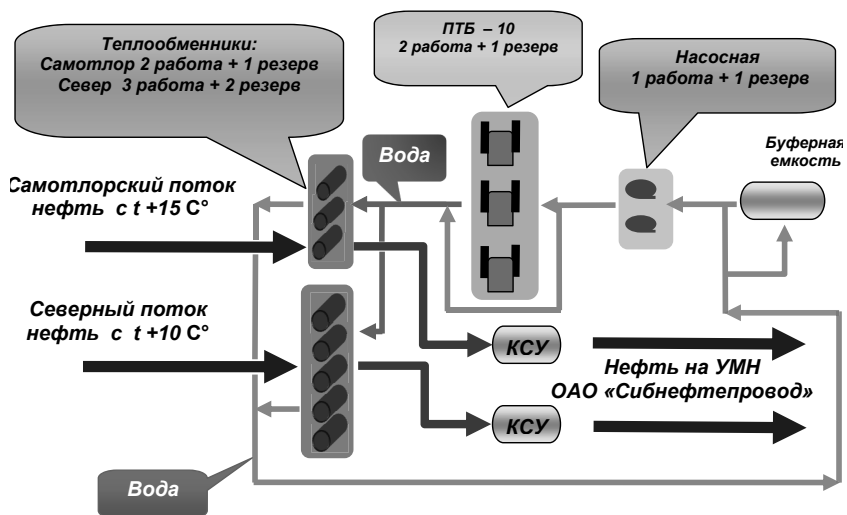
Нефть поступает в центральную часть аппарата и течет к периферии. Вода — теплоноситель — движется в обратном направлении, от периферии к центру. Таким образом, происходит наиболее эффективная теплоотдача.

Существующая технологическая схема: С месторождений на БЦТП нефть поступает двумя потоками на 544 и на 578 узлы учета нефти, так называемые, Северный поток

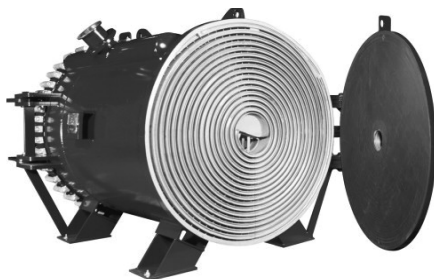


и Самотлорский поток. Нагрев товарной нефти происходит с помощью 5 (всего их 6, одна в резерве) печей ПТБ-10. Температура нефти на входе печей 10–15 градусов на выходе 38 градусов.

По предлагаемой схеме на Самотлорский поток будет установлено 3 теплообменника: 2 в работе, 1 в резерве, по северному потоку 5 теплообменников: 3 в работе, 2 в резерве. В качестве теплоносителя будет использоваться пресная вода. Теплоноситель циркулирует по кольцу. В качестве нагревателя задействуем 3 существующие печи: 2 в работе, 1 в резерве, переведем их с подогрева нефти на подогрев воды. Для циркуляции используем 2 насоса: 1 в работе, 1 резерв. Для буферной емкости используем незадействованные аппараты, которые имеются на БЦТП, например КСУ (концевая сепарационная установка).



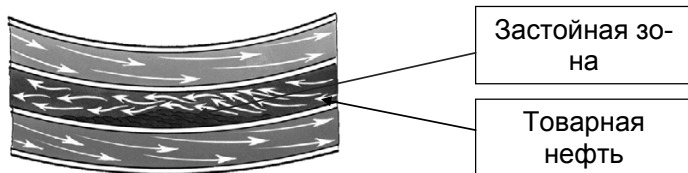
Для нагрева нефти до 40°C достаточно нагреть воду-теплоноситель до +85°C. Цифры максимальные и были рассчитаны в феврале 2010 года (самый холодный месяц 2010 года) при температуре воздуха ниже -35°C. Теплообменники были рассчитаны и подобраны заводом-изготовителем в соответствии с условиями эксплуатации на БЦТП с учетом всех необходимых параметров.





Для технического обслуживания теплообменников требуется всего 2 слесаря, достаточно разболтить крючкообразные болтовые соединения и как обыкновенную дверь открыть крышку. Таким образом, рабочая поверхность легко доступна для обслуживания и визуального осмотра.

Данным проектом предусмотрено изготовить теплообменник из нержавеющей стали — что повысит коррозионную стойкость. Благодаря равномерному изгибу канала, внутри потока жидкости возникает турбулентность, в результате твердые частицы вместе с потоком перемешаются во взвешенном состоянии и не оседают на теплопередающие поверхности, поэтому вероятность образования застойных зон внутри канала теплообменника исключаются. Спиральный теплообменник надежно выполняет свои функции и не требует сложного сервисного обслуживания.



Имеется положительный опыт эксплуатации спиральных теплообменников в нефтехимии и нефтепереработке таких компаниях, как:

- ОАО «Лукойл»: Ухтанефтепереработка, Нижегороднефтеоргсинтез, Нефтехим;
- ОАО «АНК «Башнефть»»: НШУ Туймазынефть, Уфанефтехим;
- РУП ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ»;
- ООО ИНК «Иркутская нефтяная компания»;
- SHELL-CANADA.

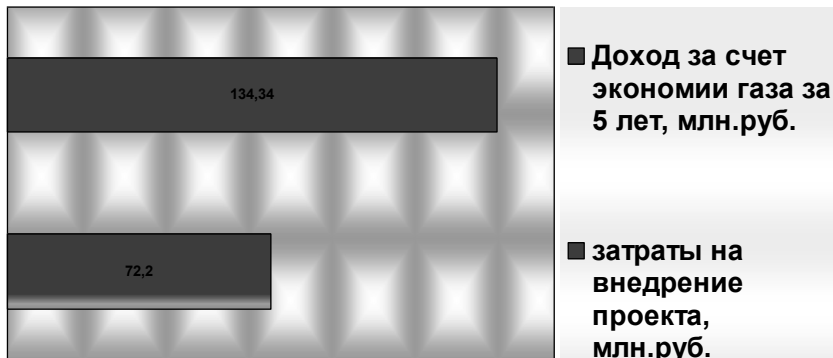
Данным проектом предусмотрено внедрить частотно-регулируемый привод (ЧРП) на электродвигатель насоса для циркуляции воды-теплоносителя, что позволяет снизить потребление электроэнергии при уменьшении расхода теплоносителя в теплое время года. А также утилизатор тепла уходящих дымовых газов. Его можно применить в качестве дополнительного блока печи для нагрева воды. Применение утилизаторов тепла дымовых газов позволяет вторично использовать энергоресурсы, что даст дополнительный эффект. При этом температура уходящих газов печи снижается в 2 раза.

Полученные результаты, выводы и обобщения:

Целесообразность установки спиральных теплообменников на БЦТП ОАО «ТНК-Нижневартовск» со следующими показателями эффективности:

- PI_{проекта} — 1,88;
- NPV_{проекта} — 62,15 млн руб.;
- DPP_{проекта} (срок окупаемости) — 4 года.

Применение данных теплообменников существенно снижает потребление сухого отбензиненного газа, что позволяет Компании реализовать экономленный газ и получить дополнительный доход. Кроме того, значительно снижается риск возникновения аварий и инцидентов в связи с исключением подогрева нефти за счет горения газа. Снижение рисков по авариям и инцидентам — *приоритетная задача компании в области ОТ, ПБ и ООС*. Обслуживание теплообменников значительно проще и менее трудоемкое, что позволяет оптимизировать работу обслуживающего персонала.



Данный проект разрабатывался при участии специалистов профильных служб ОАО «ТНК-Нижневартовск», а так же ООО «Нефтемаш», НИЦ «Генерация», ОАО «Альфа Лаваль поток».

Практическое применение

Представленная технология может быть применена на объектах подготовки нефти группы компании «ТНК-ВР», а так же в других нефтегазовых компаниях расположенных на территории Российской Федерации.

Модернизация цементировочной установки УНЦМ-6

Т. М. Баггуаинов

ООО «Когалымское управление ремонта скважин»

Предлагаемая разработка непосредственно связана с капитальным ремонтом скважин (далее КРС), в частности, с одним из наиболее сложных и основных его видов — ремонтно-изоляционными работами (далее РИР). Главная цель проведения РИР — обеспечение оптимальных условий выработки продуктивного пласта.

Основными видами РИР, проводимыми ООО «Когалымское управление ремонта скважин» (далее ООО «КУРС»), являются:

- ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны (в том числе установкой дополнительной колонны меньшего диаметра $d=102$ мм);
- ликвидация заколонных перетоков в интервале перфорации;
- переход на вышележащий или нижележащий горизонт.

Предметом данной работы является анализ проводимых ООО «КУРС» ремонтно-изоляционных работ и повышение их эффективности путем изменения технологии приготовления тампонажного раствора, а, именно, модернизация, ввод и оценка работы цементировочной установки УНЦМ-6.

В 2006 году в Управлении ремонта скважин была внедрена в процесс проведения РИР цементировочная установка УНЦМ-6 завода НПО «БУРЕНИЕ» г. Краснодар.

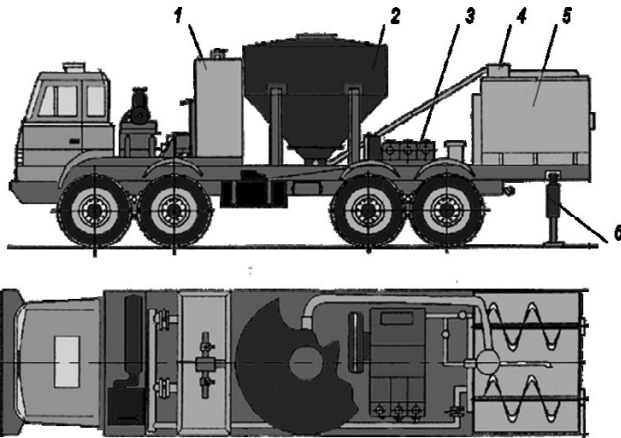


Рис. 1. Схема основных узлов УНЦМ-6

Установка состоит из несущего шасси автомобиля «УРАЛ» и пяти основных блоков-модулей:

1 — двухсекционный мерный бак для набора жидкости затворения (объемом $3,2 \text{ м}^3$); 2 — бункер, предназначенный для накопления и транспортирования цемента или другого тампонажного материала (емкостью 8 тн по сухому цементу и объемом $6,4 \text{ м}^3$); 3 — трехплунжерный насос СИП-32 (32-развиваемое давление на 3-й передаче, в МПа) с приводом от ходового двигателя автомобиля; 4 — гидروвакуумный смеситель, предназначенный для смешивания тампонажного материала с жидкостью затворения (методом рециркуляции насос-гомогенизатор, создание разрежения и вовлечение цемента из бункера через цементопровод в смеситель); 5 — двухсекционный гомотенизатор объемом 6 м^3 , предназначенный для накопления, обработки (перемешивания с использованием вращающихся шнеков) раствора перед закачкой в скважину.

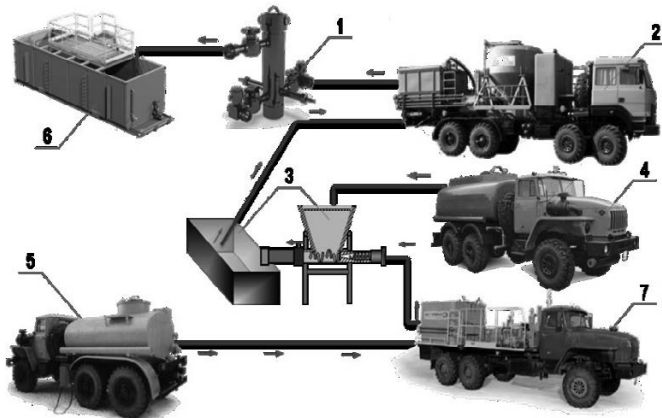


Рис. 2. Схема проведения РИР до модернизации УНЦМ-6



В связи с неэффективной работой «верхнего» оборудования УНЦМ-6 в течение 2006–2008 г. УНЦМ-6 в процессе проведения РИР выполняла функцию насосной установки, цементации проводились с использованием одного агрегата ЦА-320, бойлера, цементовоза и УНЦМ-6 с функцией насосного агрегата (ЦА-320).

Технология данных работ была следующая: от бойлера (5) агрегатом ЦА-320 (7) набирается расчетное количество жидкости затворения, далее на 2-й передаче жидкость затворения подается в смесительное устройство (3), где за счет эжекторной насадки создается турбулентное движение, и происходит смешивание с цементом, подаваемым от цементовоза (4) и через приемную емкость (где полученный раствор дополнительно перемешивается ручным способом) смешанный раствор агрегатом УНЦМ (2) подается нагнетную в скважину (1), в зависимости от вида проводимых РИР вытесняемая из скважины жидкость поступает в желобную емкость (КВОРС, 6).

Проанализировав данную технологию проведения РИР, можно сделать вывод, что в связи с одновременностью процессов приготовления и закачки раствора в скважину, основным её недостатком является невозможность создания однородного по своему составу и свойствам тампонажного раствора, отчего напрямую зависит качество и результат выполненных РИР.

Анализ проведенных РИР ООО «КУРС» за 2008 г.

№ п/п	Вид ремонтно-изоляционных работ	Итого	Повторные РИР
1	Отключение отдельных интервалов, пропластков, пластов	86	7
2	Ликвидация заколонного перетока	17	1
3	Ликвидация НЭК закачкой цемента	52	8
4	Ликвидация НЭК установкой дополнительной колонны меньшего диаметра (102 мм)	13	0
5	Установка опорного-изоляционного моста под БВС	43	5
6	Установка отсекающего цементного моста	251	9
<i>Итого</i>		<i>462</i>	<i>30</i>

Из приведенного анализа видно значительное количество повторных операций — 30 заливок или 6,5% от общего количества РИР.

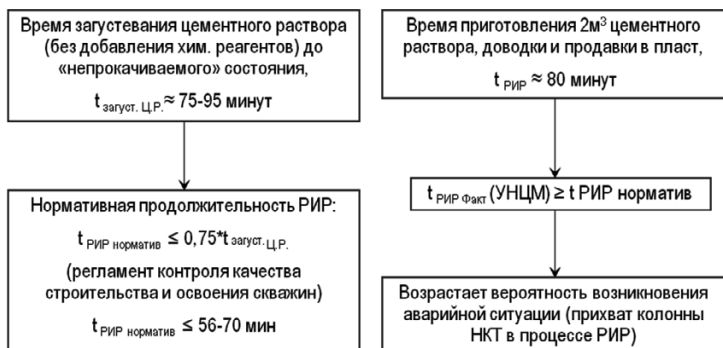
С использованием «верхнего» оборудования УНЦМ-6 (бункер, смеситель, гомогенизатор со шнеками, емкость, насос) было проведено 6 оценочных РИР на скважинах:

- № 3150/92, 4444/45 б Повховского месторождения;
- № 7048/104, 4493/202, 1452/213, 186 р/132 Вать-Еганского месторождения.

В ходе проведения данных работ были выявлены *недостатки УНЦМ-6*, не позволяющие готовить цементный раствор с использованием «верхнего» оборудования:



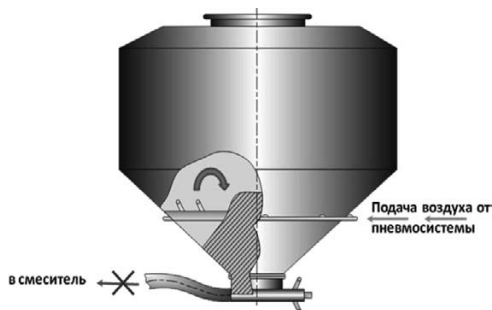
1) Длительное время приготовления тампонажного раствора



На основании лабораторных анализов тампонажного цемента (проводимых в ООО «КогалымНипинефть»), время загустевания цементного раствора до непрокачиваемого состояния (вязкость 30 условных единиц) без добавления химических реагентов (пластификатор, понизитель водоотдачи, замедлитель сроков схватывания, пеногаситель) составляет в среднем 75–95 мин, исходя из чего нормативная продолжительность РИР, (которая должна быть не более 75 % от времени загустевания раствора) должна быть не более 56–70 мин, в то время как продолжительность приготовления цементного раствора (плотностью $1,9 \text{ г/см}^3$ в объеме 2 м^3) установкой УНЦМ-6 составляет в среднем 80 мин, т.е. фактическая продолжительность РИР превышает нормативную, что влечет высокую вероятность возникновения возникновения прихвата колонны НКТ (пакера) в процессе продавки раствора в скважину.

То есть основным недостатком существующей схемы УНЦМ-6 являлась невозможность добиться заданной плотности при приготовлении и закачки цементного раствора в скважину за расчетный период времени, что влекло за собой создание аварийной ситуации.

2) Неэффективная аэрация цемента в бункере



Аэрация производится для поддержания цемента в бункере во взвешенном состоянии и обеспечения его текучести при движении в выгрузочный люк, расположенный в нижней части бункера.

Для аэрации цемента использовался сжатый воздух от штатной пневмосистемы автомобиля, подводимый через воздушный коллектор, пояс распределения воздушного потока.

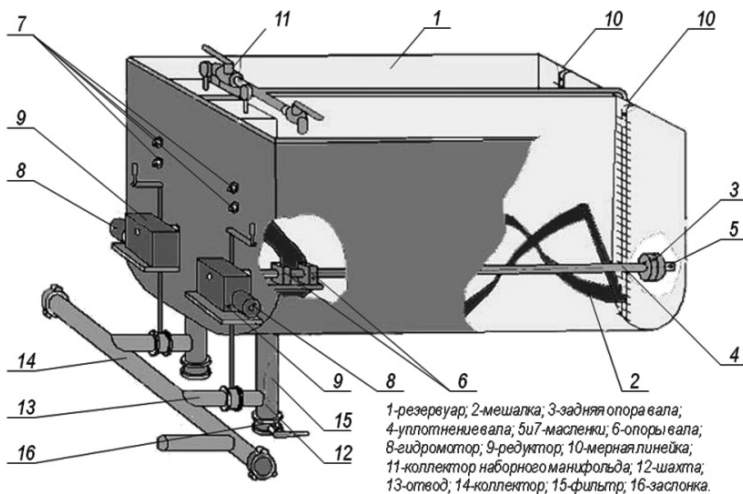
Недостатком данной схемы было то, что изначально не предусматривалось использование пневмосистемы автомобиля для данной операции (пред-



полагалось использование только в тормозной, трансмиссионной системах), ввиду чего подача воздуха в бункер производилась периодически (с целью недопущения остановки других систем автомобиля), аэрация цемента происходила неэффективно (высокое кратковременное начальное давление воздуха 7 атм и быстрое падение).

Также ввиду того, что пояс распределения воздушного потока располагался в конической части бункера на расстоянии 70 см от загрузочного люка и малой производительности пневмосистемы, во взвешенном состоянии поддерживался цемент, находящийся в верхней части бункера, а недостаточное «перемешивание» цемента ниже воздушного пояса, приводило к тому, что цемент оседал на конических плоскостях, спрессовывался и происходила забивка нижнего люка и цементопровода, что вело к остановке процесса приготовления раствора, возникла необходимость отбивки и прочистки цементопровода.

3) *Ненадежная работа гидравлического привода ленточных мешалок гомогенизатора*



В первоначальном варианте принцип работы перемешивающего устройства гомогенизатора был следующий:

Ленточные мешалки (2) приводились в действие двумя гидромоторами ГМШ32УК-3-Л (8) через червячные редукторы (9), установленные непосредственно на передней стенке мерников. Гидромоторы приводились в действие от давления масла в напорной линии, создаваемого гидронасосом НШ32УК-3-Л и проходящего через фильтр высокого давления и 2-ступенчатый предохранительный клапан (отрегулированный на 16 МПа). Гидронасос в свою очередь приводился в действие от ходового двигателя автомобиля через коробку отбора мощности.

В процессе приготовления и перемешивания раствора работа данных гидромоторов под нагрузкой (ввиду нехватки мощности), а также в условиях низких температур (ввиду повышения вязкости и снижения текучести масла в гидросистеме) была не стабильной, происходили остановки и отказы в работе.



4) Неэффективная центрация гомогенизатора, оснащение установки двумя контрольными площадками



На основании произведенного расчета распределения нагрузок по осям шасси, значительный вес приходится на заднюю ось — 13,2 тн, а с учетом заполнения гомогенизатора (2 м³ цементного раствора — 3,8 тн, 3 м³ тех. воды — 3,0 тн) — 20,0 тн.

В связи с чем, с целью снижения нагрузки на заднюю ось автомобиля перед проведением РИР и создания дополнительной опоры, производится установка двух ручных винтовых домкратов.

Домкраты служат также для центрации гомогенизатора относительно горизонта, но в связи с значительным весом установки и ручным приводом, центрация производится неэффективно и происходит образование мертвых зон в мерниках, что приводит к некорректному учету жидкости и накоплению и застыванию цементного раствора, который потом необходимо вручную удалять с целью недопущения засорения нагнетательного манифольда и основного насоса установки, что в свою очередь ведет к увеличению продолжительности РИР.

Установка УНЦМ-6 оснащена двумя контрольными площадками:

1-я площадка — для регулирования подачи жидкости затворения от мерного бака, расположена в передней части установки; 2-я площадка — для контроля приготовления, перемешивания и подачи раствора в скважину, расположена в задней части автомобиля.

В процессе приготовления цементного раствора, управлением работы установки занимаются:

- моторист, находящийся в кабине автомобиля,
- инженер-технолог по РИР, контролирующий ход всего процесса (находится на 2-й площадке),
- оператор верхнего оборудования, который постоянно перемещается с одной площадки на другую.

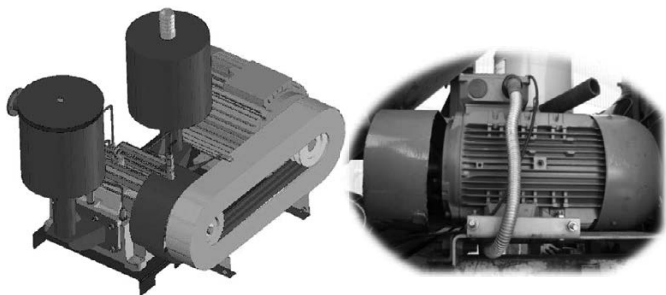
В связи с отсутствием закрепленного целостного перехода между площадками, оператору чтобы перейти с одной площадки на другую необходимо спуститься на землю, перейти и подняться к другой площадке, также вдоль 2-й



площадки установки расположен цементопровод, не позволяющий свободно перемещаться, что ведет к высокой вероятности травмирования работников, в виду повышенного уровня шума, парообразования в зимнее время координация действий инженера и оператора, который находится на 1-й площадке является затруднительной.

С целью эффективного использования верхнего оборудования УНЦМ-6, а также для приведения установки УНЦМ-6 в соответствие требованиям крепления скважин и увеличения успешности и качества проводимых ремонтно-изоляционных работ была предложена доработка узлов и оборудования установки, с разработкой *мероприятий по модернизации установки УНЦМ-6:*

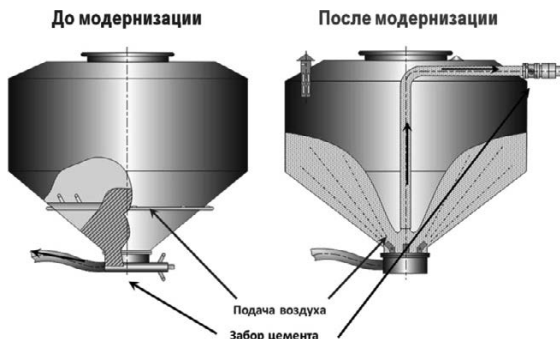
1) Оснащение агрегата высокопроизводительным компрессором с автономным электроприводом и его обвязка с нижней частью бункера через систему 8-ми аэрационных форсунок (схема бункера до и после и рисунок компрессора) — с целью сокращения продолжительности работ по приготовлению раствора, эффективной аэрации цемента в бункере и его подачи в гидравкумный смеситель.



По своим техническим характеристикам была выбрана компрессорная установка ВР-8/2,2 (потребляемая мощность при максимальном давлении — 22 кВт, максимальная производительность — 8 м³/мин, рабочее давление 1,6 атм).

2) Доработка систем аэрации и забора цемента из бункера.

С целью повышения эффективности аэрации цемента в бункере произведена замена пояса распределения воздуха от пневмосистемы на аэрационный картридж (установленный в нижней точке бункера и состоящий из восьми аэрационных форсунок) с подачей воздуха от компрессора.



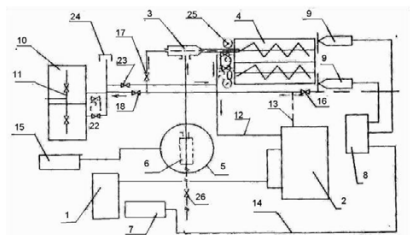


В связи с данной доработкой изменена схема забора цемента из бункера в смеситель — путем вывода трубопровода диаметром 100 мм через загрузочный люк, установкой шиберной задвижки и быстросъемного гофрированного шланга (ранее забор цемента производился через нижнюю часть бункера), для оперативной продувки шиберной задвижки, цементопровода, выведен дополнительный шланг от компрессора.

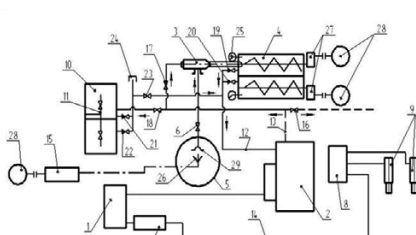
3) В связи с неэффективной работой гидравлического привода ленточных мешалок (особенно в зимний период времени в условиях Крайнего Севера), произведена замена электропривод с установкой в штатные места двух автономных электродвигателей (АИР-100–6УЗ, мощность 1 э/д 2,2 кВт, частота вращения 940 об/мин), которые в ходе дальнейших работ зарекомендовали себя как надежные и эффективные.

Гидравлическая схема УНЦМ-6

до модернизации



после модернизации

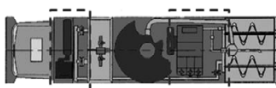


1 - корбика отбора мощности 2 - трехплунжерный насос 3 - гидравлический смеситель 4 - гомогенизатор 5 - диаметр 6 - шиберная задвижка 7 - гидронасос 8 - распределитель гидросистемы аутиригера 9 - гидроцилиндр аутиригера 10 - нерыный бак 11 - коллектор набора жидкости 12 - приемный напифольд 13 - напорный напифольд 14 - трубопровод рабочей жидкости гидросистемы 15 - компрессор 16 17 - кран КП Ду-40 18 - кран КП Ду-25 19 20 21 22 23 - дисковые заслонки 24 - заглушка 25 - плотнонер 26 - форсунки подачи сжатого воздуха 27 червяный редуктор 28 - электродвигатель 29 - заборная труба цементопровода

4) Замены ручных винтовых домкратов на гидравлические.

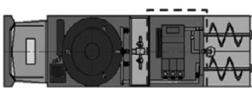
Ввиду высокой трудоемкости и низкой эффективности при использовании ручных винтовых домкратов, предназначенных для выравнивания УНЦМ-6 при перемешивании раствора в гомогенизаторе, произведена замена их на гидравлические, приводимые в действие от высвободившегося гидропривода ленточных мешалок без каких-либо существенных доработок.

До модернизации



2 рабочие площадки

После модернизации



1 рабочая площадка



5) Изменение местоположения бункера и мерного бака.

С целью оптимизации технологического процесса приготовления цементного раствора, а также снижения нагрузки на заднюю ось автомобиля изменено местоположение бункера и мерного бака установки, после чего произошел отказ от площадки в передней части автомобиля (снижена травмоопасность, повышена оперативность хода работ).



Экономический эффект от модернизации установки УНЦМ-6 заключается:

- в отказе от применения дополнительных транспортных средств для доставки цемента и от цементосмесительного оборудования.
- в уменьшении количества повторных РИР за счет более качественного приготовления тампонажной смеси однородной по плотности и составу.

Годовой экономический эффект от применения модернизированной установки УНЦМ-6 за вычетом затрат на модернизацию будет составлять 3685,50 тыс. рублей.

Также необходимо отметить, что наряду с рассчитанным экономическим эффектом, проследивается сокращение штрафных санкций со стороны супервайзерской службы Заказчика за нарушение технологии проведения РИР (приготовление однородного, гомогенизированного раствора заданной плотности).

На сегодняшний день модернизированная установка УНЦМ-6 успешно эксплуатируется при проведении РИР ООО «Когалымское УРС».

Испытание технологических решений «интеллектуальная скважина» в ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

С. Ю. Баркалов
ООО «НК «Роснефть» — НТЦ»

Внедрение технологии «интеллектуальных скважин».

В последнее время все большее число нефтедобывающих компаний России сталкивается с необходимостью внедрения новейших технологий с целью оптимизации процессов добычи. Одним из возможных путей решения данной проблемы является технология «интеллектуальных скважин».

«Интеллектуальными» называют скважины, в которых устанавливается оборудование для считывания и передачи информации в режиме реального времени на поверхность, а также для регулирования притока из различных интервалов перфорации или уровня закачки флюидов в различные пласты (если скважина работает в нагнетательном режиме). Стандартная конструк-



ция скважин не позволяет решать такие задачи: для сбора данных и управления притоком необходима ее остановка, для геолого-технических мероприятий (ГТМ) или дорогостоящего капитального ремонта, что приводит к потерям добычи нефти и простоям оборудования.

В представляемой работе под технологией «интеллектуальной скважины» подразумевается:

1) Технология одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (ОРРНЭО).

2) Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП).

1. Технология ОРРНЭО — для многопластовых месторождений с целью сокращения капитальных вложений на бурение скважин (отдельной сетки на каждый из эксплуатационных объектов), а также расходов и срока освоения месторождения идут на укрупнение эксплуатационных объектов путем дострела новых продуктивных пластов на существующих скважинах и их дифференцируемую разработку в зависимости от их конкретного геологического строения и состояния.

Внедрение данной технологии позволит увеличить:

- коэффициент извлечения нефти;
- добычу нефти;
- срок рентабельной эксплуатации скважин;
- коэффициент использования скважинного оборудования;
- срок эксплуатации и надежность скважинной установки;

А также уменьшить:

- бездействующий (простаивающий) фонд скважин;
- себестоимость добычи нефти.

Скважины кандидаты:

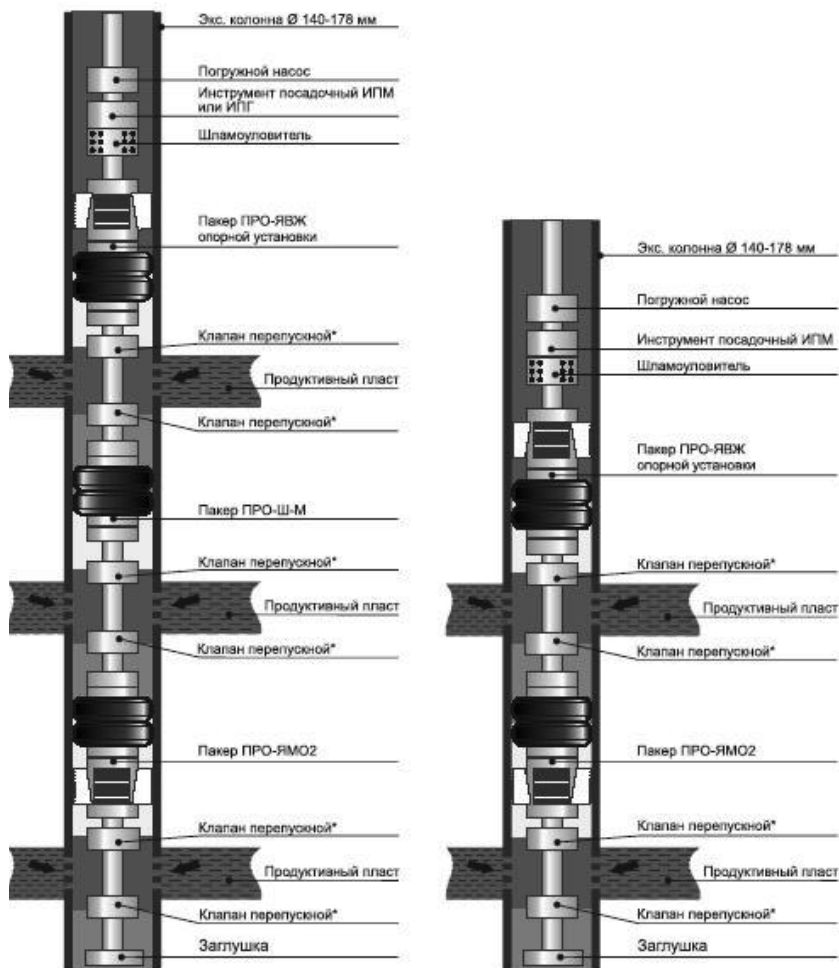
- скважины, имеющие во вскрытом разрезе значительные отличия коллекторских свойств пластов и характеристик нефти;
- обводненные скважины при больших перепадах давлений;
- для присоединения к уже эксплуатируемому горизонту малопродуктивного пласта, эксплуатация которого отдельной скважиной нерентабельна;
- скважины с большим расстоянием по глубине между объектами.

Устройство. Скважинная установка состоит из колонны труб с одним или несколькими пакерами. Она оснащена секциями, расположенными над или под пакером с техническими параметрами. Они выполнены в зависимости от геолого-промысловых характеристик соответствующих им эксплуатационных объектов.

Каждая секция включает в себя, по меньшей мере, одну скважинную камеру или один ниппель. В нем размещен клапан для регулирования потока. При этом один или несколько пакеров сверху оснащены разъединителем колонны труб или телескопическим соединением.

Технологическая эффективность:

- повышение рентабельности отдельных скважин за счёт подключения других объектов разработки или разных по свойствам пластов одного объекта разработки;
- сокращение объемов бурения за счет использования ствола одной скважины и организации одновременного (совместного) отбора запасов углеводородов разных объектов разработки одной сеткой скважин;



- возможность эксплуатации обводненных скважин;
- совместная разработка нефтяной оторочки и газовой шапки;
- возможность регулировать отбор из разных участков горизонтальной и разветвленной многозабойной скважины.

Технология ОРНЭО имеет ряд преимуществ по сравнению с:

- раздельной эксплуатацией нескольких пластов;
- совместной эксплуатацией нескольких пластов.

Преимущества технологии ОРНЭО по сравнению с раздельной эксплуатацией нескольких пластов:

- сокращение капитальных вложений на бурение скважин (в 2–3 раза);
- снижение эксплуатационных расходов (переменные затраты) (на 20–40 %);
- уменьшение срока освоения многопластового месторождения (на 30 %);



- увеличение рентабельного срока разработки обводненных и загазованных пластов продлением их эксплуатации с подключением дополнительных объектов;
- увеличение коэффициента нефтеотдачи пластов за счет увеличения срока их рентабельной разработки;
- проведение совместной разработки нефтяной оторочки и газовой шапки без образования газовых конусов;
- разработка водоплавающих залежей, без образования водяных конусов;
- уменьшение вероятности отложения гидратов, асфальтенов, смол и парафинов;
- уменьшение вероятности замерзания фонтанной арматуры и выкидных коллекторов (нагнетательных и добывающих) скважин из-за низкой проницаемости пласта;
- уменьшение вредного влияния высоких значений температуры, газового фактора, обводненности и вязкости добываемой продукции, повышенного содержания мех. примесей, солей, серы и коррозионно-активных компонентов;
- повышение эффективности использования скважин и скважинного оборудования;
- уменьшение вероятности образования негерметичности эксплуатационной колонны.

Преимущества технологии ОРРНЭО по сравнению с совместной эксплуатацией нескольких пластов:

- обеспечение учета добываемой продукции из каждого пласта и закачиваемого агента в каждый из пластов;
- предупреждение межпластовых перетоков по стволу скважины в момент ее остановки и при малых депрессиях;
- увеличение коэффициента нефтеотдачи пластов за счет разукрупнения объектов разной проницаемости и разной насыщенности и повышения степени охвата их заводнением;
- увеличение добычи нефти на 30–40 % за счет дифференцированного и управляемого воздействия на каждый из пластов;
- предупреждение отрицательного техногенного воздействия на пласт при глушении пласта с более высоким пластовым давлением;
- повышение эффективности газовых и тепловых методов нефтеотдачи за счет использования одной скважины одновременно для добычи нефти и закачки агента;
- стационарное воздействие на пласты, изменяя их режимы;
- обеспечение форсированного отбора из низкопроницаемых нефтенасыщенных пропластков с одновременным ограничением водопритока в высокопроницаемых пропластках;
- регулирование направления и скорости фильтрации пластовых флюидов, оперативно управляя полем пластовых давлений;
- уменьшение вероятности образования негерметичности эксплуатационной колонны;
- исследование и контролирование разработки отдельных пластов.

Экономическая эффективность внедрения. Технология ОРРНЭО активно применяется уже не первый год, так, например, 2008 году установки для



одновременно-раздельной эксплуатации и закачки двух пластов были внедрены в России на 406 скважинах. А суммарная дополнительная добыча по скважинам с ОРЭ составила 532,6 тыс. т нефти.

Технология ОРРНЭО эффективно внедряется в следующих нефтедобывающих компаниях: ОАО «НК Роснефть»; ОАО «Газпромнефть»; ОАО НК «Лукойл».

Опыт применения в ОАО «НК Роснефть». НК «Роснефть», будучи лидером отечественного нефтегазового сектора, проводит свои собственные исследования, связанные с технологией интеллектуальной скважины, а именно технологии ОРРНЭО.

В 2008 г в дочернем предприятии ОАО «НК Роснефть» ОАО «Удмуртнефть» были начаты опытно-промышленные испытания (ОПИ) оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов. Испытываемая схема оборудования: однолифтовый ЭЦН-ШГН. Поставка комплекта оборудования и техническое сопровождение при внедрении проводилось фирмой ООО «СП-БАРС». Место установки — месторождения Листвинское (скв.№ 4227), Мишкинское (скв.№ 354), Чутырское (скв.№ 80).

Результаты

По факту за 2008 г. средняя текущая наработка составила 145 сут., средний прирост на одну скважину от внедрения оборудования для ОРЭ 2-х объектов составил 17,4 тонн\сут., дополнительная добыча составила 7,335 тыс. тонн, экономический эффект $NPV=61,3$ млн руб., $PI=8,28$ ед. Фактически достигнутые результатыкратно превосходили расчетные (см. табл. 1).

Таблица 1

Эффективность проведенных ГТМ

Параметры до ГТМ					Расчетные параметры			Параметры после ГТМ			Прирост нефти, т/сут.	Процент достижения, %
Месторождение	№ скв.	$Q_{ж'}$, м ³ /сут.	$Q_{н'}$, т/сут.	Обвод., %	$Q_{ж'}$, м ³ /сут.	$Q_{н'}$, т/сут.	Обвод., %	$Q_{ж'}$, м ³ /сут.	$Q_{н'}$, т/сут.	Обвод., %		
Листвинское	4227	40	2,2	94	55	7,2	85	55	10,9	78	8,7	151
Мишкинское	354	30	2,2	92	41	7,2	81	50	28,8	45	26,6	400
Чутырское	80	20	4,0	80	60,5	14,9	73	37	15	54	11	101

2. АСУ штанговыми глубинными насосами (АСУ ШГН) — полностью автоматизированная и дистанционная система управления осуществляет контроль параметров скважины, сбор данных в режиме реального времени.

Основные функции:

- сбор информации с датчиков и средств измерения в режиме реального времени;
- удаленный мониторинг и управление;
- выработка команд по противоаварийной защите;



- автоматический вывод скважины на режим;
- регистрация и хранение данных;
- визуализация параметров на мониторе и мнемосхемах;
- передача данных на верхний уровень управления.

Результаты испытаний АСУ ШГН в ООО «РН-Краснодарнефтегаз». В НК «Роснефть» более 9000 скважин оборудованы ШГН. В частности, ООО «РН-Краснодарнефтегаз» имеет 840 скважин, оборудованных ШГН (а это не мало). В связи с чем, вполне логичным является тот факт, что испытания АСУ ШГН проводились впервые на юге России, а именно в ООО «РН-Краснодарнефтегаз».

Осенью 2009 г. в ООО «РН-Краснодарнефтегаз» были начаты испытания станций управления приводом УСШН (Установка скважинного штангового насоса). В опытно-промышленных испытаниях испытывались СУ:

- МЕГА-СУС, НПФ «Интек» (Россия, г. Уфа);
- SALT, Danfoss (США).

Цель проекта. Подтверждение возможностей технологии:

- изменение режима работы УСШН с целью поддержки заданного параметра (дин. уровень, коэф. наполнения);
- автоматический вывод на режим;
- удаленный мониторинг и управление.

В работе детально рассмотрим результаты ОПИ АСУ SALT, Danfoss.

Предварительный анализ работы станций управления SALT

В СУ скважиной с ШГН Danfoss SALT применяется ряд инновационных технологий, наиболее интересная из них технология SALT.

(SALT)-бездатчиковая технология механизированной добычи, система управления которой использует двигатель в качестве датчика нагрузки для определения режима работы насоса.

Монтаж станции был произведен 12 января 2010 года, на месторождении Зыбза Глубокий Яр, куст № 1, скважина № 752. Данные с контроллера поступали в цех, где установлено ПО верхнего уровня. На момент испытаний скважина оборудована станком-качалкой 6 СК-6-2.1-2500, насосом НВ1 С-32, мощность двигателя 18,5 кВт. Глубина спуска 1389 м. Режим работы до установки СУ: число качаний 3.7 кач/мин, длина хода 1.5 м. Основным условием ОПИ было увеличение дебита жидкости, что мы и можем наблюдать на графике, после установки АСУ — увеличение дебита по жидкости в среднем за сутки с 4,2 до 5,8. (см. рис. 1).

Чего удалось достичь в результате проведения испытаний АСУ ШГН

Успехи проекта:

- подтверждена функция автоматического вывода скважины на режим;
- подтверждена функция удаленного мониторинга и управления СУ;
- подтверждена функция автоматического изменения числа качаний ШГН для поддержки оптимального режима работы установки;
- подтверждено поставленное условие увеличения дебита жидкости.

Преимущества:

- увеличение добычи (37,7%);

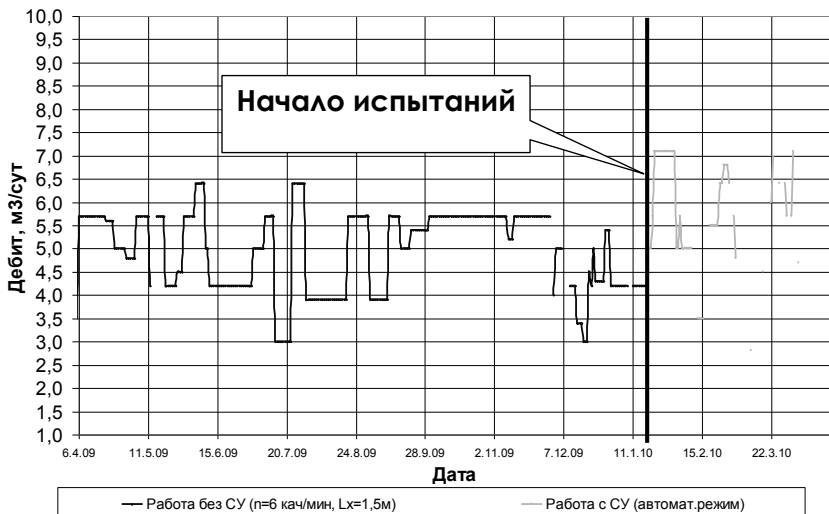


Рис. 1. График увеличения дебита жидкости

- удельное уменьшение энергопотребления от 20 до 40% (за счет быстроедействующего алгоритма управления и отсутствия тормозного резистора);
- защита штанг от механических перегрузок за счет изменения скорости качания (ограничение момента);
- защита двигателя от электрических перегрузок за счет чувствительности контроллера (ограничение тока);
- удобство и простота монтажа (используются те же кабеля, что и для обычного пускателя).

Экономическая эффективность. За прошедший период ОПИ (шесть месяцев) экономия электроэнергии составила 56000 кВт, доп. добыча жидкости — 440 м³, доп. добыча нефти — 230 т. Срок окупаемости технологии составил около шести месяцев.

Будущее — за «умными» месторождениями

Проекты по строительству «интеллектуальных» скважин — это важная составная часть более широкой концепции «интеллектуального» месторождения». Термин «интеллектуальное» месторождение обозначает подход, который предполагается использовать для повышения отдачи от месторождения за счет постоянной оптимизации работы всех промысловых объектов: скважин, коллекторов, трубопроводов и других наземных объектов. Понятие «интеллектуальное» месторождение подразумевает максимум измерений и контроля, его принцип отражен в алгоритме оптимизации добычи на «интеллектуальных» месторождениях.

Этот алгоритм применяется для оценки основных решений, направленных на обеспечение наиболее эффективной эксплуатации месторождения



в течение всего срока его эксплуатации. Результаты измерений в скважинах и на промысловых объектах (в частности, давление, притоки из разных зон, состав нефти, температура) сохраняются и обрабатываются. Соответствующие данные заносятся в модели в режиме реального времени (модели коллекторов, объемов закачки и добычи, наземных промысловых объектов), обеспечивающие более полное понимание текущего и будущего поведения скважин и коллекторов.

Впоследствии на основе этих моделей можно разрабатывать и оценивать различные варианты эксплуатации с учетом целей и ограничений проектов и принимать решения относительно оптимальной конфигурации интегрированной системы добычи. Правильное использование технологии «интеллектуальных» месторождений позволит сократить затраты, оптимизировать добычу и повысить коэффициент извлечения нефти. «Интеллектуальные» скважины являются ключом к получению информации о нефтяных коллекторах и поэтому имеют первостепенное значение для «интеллектуальной» разработки месторождений.

Повышение эффективности работы УЭЦН в скважинах с высоким газовым фактором с применением газоперепускных клапанов

И. А. Батраков

ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙ-Западная Сибирь»

Несмотря на огромный опыт эксплуатации УЭЦН на многих месторождениях, работа данного оборудования в серийном исполнении сталкивается с большими трудностями. Влияние свободного газа, падение коэффициентов продуктивности скважин, отложения солей на рабочих органах — это далеко не полный перечень осложнений при добыче нефти с применением УЭЦН. Одним из основных осложняющих факторов при насосной эксплуатации скважин Тальникового месторождения ТПП «Урайнефтегаз» является высокое содержание газа в добываемой жидкости. Большое количество отказов оборудования с низкой наработкой, а так же нестабильная работа УЭЦН, связанная с отключениями по защите, и, как следствие, недоборы нефти ставят задачу, требующую комплексного решения.

Цель этой задачи и алгоритм ее решения можно представить следующим образом.

Ц е л ь з а д а ч и . Разработка и внедрение мероприятий по повышению наработки на отказ УЭЦН и увеличению дебита нефти за счет циклических колебаний в ПЗП:

- *первый этап* работы заключается в сборе и анализе информации на основе банка промысловых данных по работе УЭЦН Тальникового месторождения, определении наиболее характерных причин отказов УЭЦН, рассмотрении ранее применяемых технологий;
- *второй этап* связан с подбором скважин кандидатов и оценки потенциала в добычи нефти с учетом внедрения новой технологии, а именно, газоперепускных клапанов;
- *третий этап* включает проведение опытно-промышленных работ и ана-



- лиз работы газоперепускных клапанов, являющихся регуляторами забойного давления;
- *четвертый этап* — выводы и заключения, на основе которых принимается решение о дальнейшей промысловой эксплуатации оборудования.

Анализ работы УЭЦН в скважинах с высоким содержанием газа в добываемой продукции

Анализ работы УЭЦН на Тальниковом месторождении показывает, что насосное оборудование в скважинах с высоким газовым фактором работает в критическом режиме.

Описать это кратко можно следующим образом: Вследствие высокой частоты вращения вала рабочее колесо УЭЦН работает как сепаратор: жидкость, как наиболее тяжелый компонент смеси, выбрасывается из колеса, а газ накапливается на вогнутой части лопатки. Газовые пузырьки начинают сливаться друг с другом, образуя газовую каверну, соизмеримую с сечением канала. Канал закрывается, и объем жидкости, проходящий через колесо, уменьшается, в дальнейшем возникают такие условия, при которых все каналы колеса оказываются перекрыты и тогда насос перестает подавать жидкость, т. е. «загазовывается», снижается загрузка ПЭД и, соответственно, происходит остановка по защите срыва подачи.

Анализируя внутрисменные простои скважин по ТПП «Урайнефтегаз» за январь, февраль текущего года видно (рис. 1), что по причине защит УЭЦН по токовой нагрузке происходит до 796 отключений в месяц. Недоборы нефти по простаивающим скважинам превышают 500 тонн, доля скважин Тальникового месторождения составляет 28% или 146 тонн за месяц. При фонде скважин, оборудованных УЭЦН 85 единиц, в среднем за месяц происходит до 160 отключений.

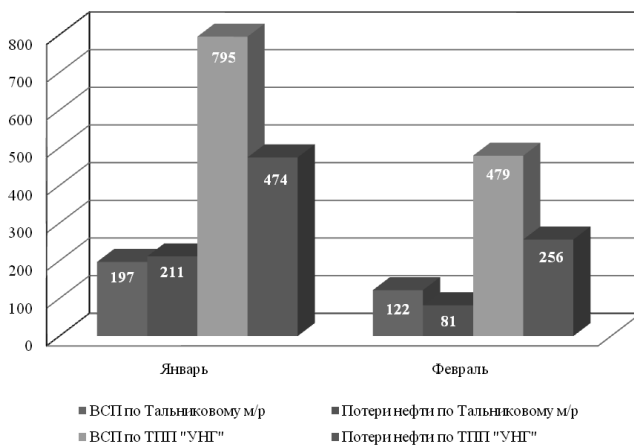


Рис. 1. Анализ внутрисменных простоев

Все это не может не сказываться на показателе наработки на отказ насосного оборудования, которая по Тальниковому месторождению крайне



низкая и составляет 356 суток (рис. 2). Данный показатель меньше средней наработки УЭЦН по ТПП на 34 %.

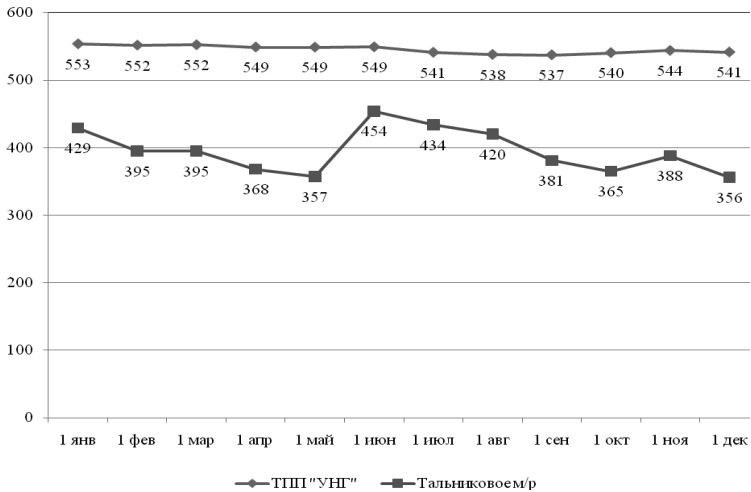


Рис. 2. Анализ наработки на отказ по Тальниковому месторождению

За 2009 год по месторождению произошло 63 отказа, это около 10% от всех отказов по ТПП, из них 70% не работали гарантийный срок (рис. 3).

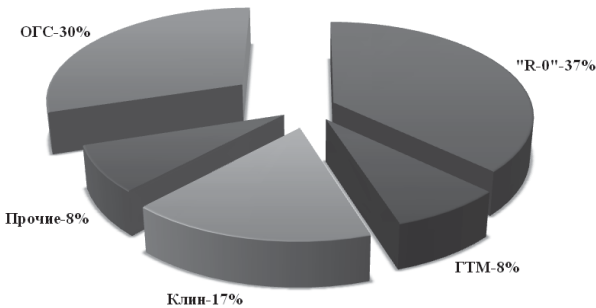


Рис. 3. Анализ причин отказов

Основные причины отказов связаны со снижением изоляции кабеля — 23 отказа, и по причине заклина секций установки — 11 отказов.

Комиссия по определению причин отказов УЭЦН отмечала в 80% случаях перегрев кабельных линий. Это объясняется тем, что коэффициент полезного действия асинхронного двигателя с изменениями нагрузки также меняет свою величину. Реактивная мощность бесполезно перекачивается из нагрузки в сеть.

Так же при разборе секций насосов выявляется износ нижних текстолитовых шайб, опорных подшипников, ступиц., что характерно для работы с повышенной вибрацией, связанной с временной работой УЭЦН без подачи.



Таким образом, можно говорить, как минимум, о двух факторах, имеющих значительное влияние на работу УЭЦН в скважинах с большим содержанием газа: во — первых, это низкая загрузка ПЭД и возникновение реактивных мощностей, как следствие — перегрев погружного кабеля; во — вторых, повышенный износ опорных элементов из — за вибрационного воздействия, возникающего от кавитационных процессов и отложений солей на рабочих органах УЭЦН.

Повышение эффективности работы УЭЦН с применением газоперепускных клапанов

Во многих нефтяных компаниях России существует значительный фонд осложненных скважин, освоение или восстановление производительности которых с использованием традиционных мероприятий затруднительно и не всегда эффективно. В таких случаях иногда целесообразно применение виброволнового методов воздействия.

Амплитудные пульсации давления, создаваемые на забое скважины с помощью различных вибрационных источников колебаний давления, приводят к раскрытию старых и образованию новых микротрещин, разрушению отложений на поверхности перфорационных каналов. Под действием упругих колебаний в пористой среде происходит разрушение и дезинтеграция колюматизирующего материала, ослабляется связь его с породой, уменьшается блокирующее влияние остаточных фаз — газа, нефти или воды.

Для реализации такого вида воздействия на призабойную зону пласта скважин Тальникового месторождения необходимо обеспечить постоянное влияние колебательных волн для устранения блокирующего влияния фаз газа и его прорыва из пласта.

Одним из способов реализации гидравлического постоянного волнового воздействия на призабойную зону является внедрение в состав компоновки серийного исполнения УЭЦН газоперепускных клапанов КПЭ — 115 (рис. 4, 5).



Рис. 4. Внешний вид клапана



Рис. 5. Принцип работы «КПЭ — 115»

Рассмотрим более подробно конструкцию клапана и процесс воздействия на ПЗП при работающем УЭЦН (рис. 6).

Клапан устанавливается в колонну насосно — компрессорных труб над УЭЦН. Глубина установки клапана выбирается в зависимости от планируе-



мых параметров скважины и её конструкции с таким расчетом, чтобы изменять забойное давление в пределах от 1,0 до 2,5 МПа.

Эксплуатация скважин ведется с закрытым затрубным пространством, при превышении заданного максимального давления кольцевого пространства скважины над давлением в колонне НКТ в месте установки клапана, газ и жидкость из межтрубного пространства перепускается в НКТ.

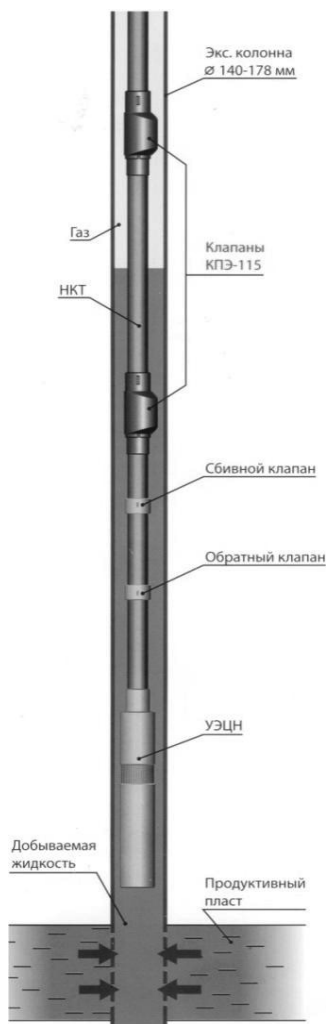


Рис. 6. Схема компоновки с применением КПЭ — 115

Демонстрацию процессов происходящих в призабойной зоне можно схематично представить следующим образом (рис. 7):

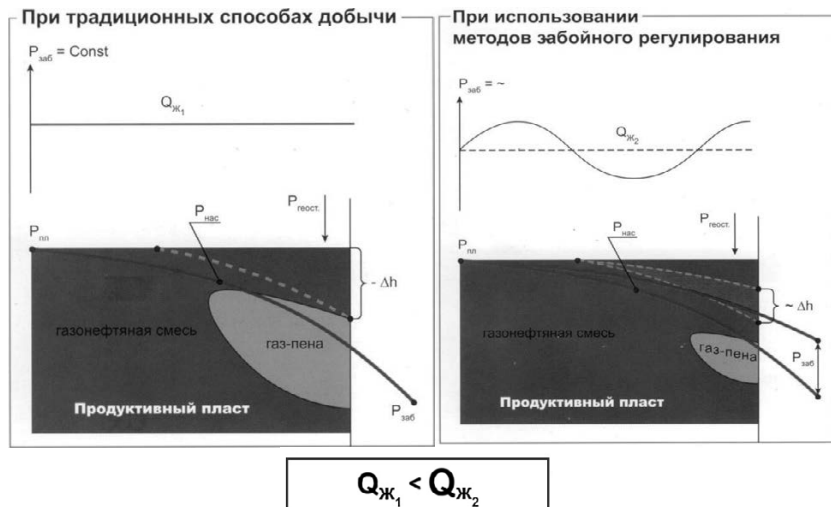


Рис. 7. Представление процессов в призабойной зоне скважины

При традиционном методе разработки система пласт-насос находится в установившемся режиме при определенном забойном давлении и притоке жидкости из пласта, обусловленным коэффициентом продуктивности, при этом наблюдаем блокирующую фазу представленную состоянием «газ-пена».

При забойном регулировании возникнет «раскачивающее» воздействие забойного давления небольшое по величине, но, учитывая размеры частиц коагулирующего материала — менее одного миллиметра, это приведет к тому, что ранее закоагулированные капиллярные каналы откроются. Воздействие такой силы периодически повторяющееся приводит к движению пласта в вертикальной плоскости, что, в свою очередь, вызывает увеличение эффективной работающей его мощности. Это приведет к увеличению общего объёма поступающей в ствол скважины жидкости, так же достигается разрушение блокирующей фазы газа.

Учитывая текущую эксплуатацию ряда скважин Тальникового месторождения, при которой в затрубном пространстве скапливается значительное количество газа, т.е. существование благоприятных условий для работы системы УЭЦН + газоперепускные клапана было принято решение для проведения опытно-промышленных работ.

В июне 2009 года на Тальниковом месторождении были подобраны скважины для опробования данного типа оборудования. Скважины находились в консервации или бездействии, остановлены после прекращения фонтанирования. Работы по внедрению компоновок УЭЦН + газоперепускные клапана проводились в период с июня по ноябрь 2009 года.

По результату проведенных опытно-промышленных работ получен прирост по дебиту нефти 32 т/сут и снижение дебита газа в добываемой продукции на 180000 м³/сут, а также по всем скважинам не зарегистрировано отключений УЭЦН по зашитах срыва подачи или зашита от перегруза.

Оценка работы газоперепускных клапанов производилась следующим



образом: на затрубье устанавливался прибор «СУДОС — автомат» для контроля затрубного давления, на буфер устанавливался электронный манометр для контроля давления в НКТ. В течение 24 часов производилась запись данных на приборы, а также фиксировались электропараметры по регистратору станции управления УЭЦН. По окончании исследований данные были оцифрованы и наложены на график с временной осью.

Анализ полученного графического материала со скважины 6774 показывает (рис. 8), что при работе УЭЦН в комплекте с КПЭ — 115 возникают импульсы в затрубном пространстве с перепадом в 1,3 МПа, и в лифте НКТ с перепадом в 1,0 МПа, частота колебаний в интервале времени в среднем составляет 4 часа.

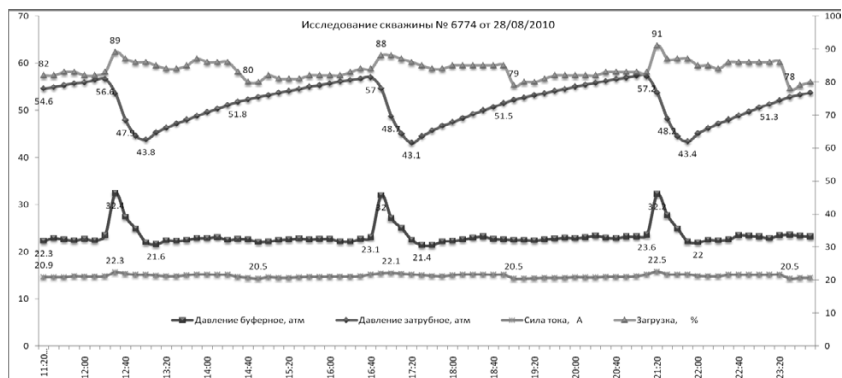


Рис. 8. Анализ работы газоперепускного клапана

При срабатывании газоперепускного клапана происходит увеличение загрузки погружного электродвигателя (до 10%) это связано с двумя одновременно проходящими процессами: во — первых при перепуске затрубного газа в колонну НКТ создаются условия для газлифтной эксплуатации за счет кинетической энергии газа, при этом часть потребного напора УЭЦН высвобождается, а рабочая область подачи смещается в правую зону; во — вторых циклическое снижение затрубного давления ведет к росту столба жидкости над приемом насоса, что качественно влияет на процент газосодержания на первой секции установки и, соответственно, большей загруженности центробежного насоса.

Периодическое изменение давлений в НКТ и в затрубном пространстве ведет к изменению скорости потока жидкости проходящей через насос, что способствует устранению образований газовых застойных зон (в виде каверн) на рабочих органах УЭЦН, т.е. снятие эффекта загазованности установки.

В марте текущего года повторно проведен комплекс исследований работы газоперепускных клапанов на скважине 6774 (рис. 9). Аналогично исследованиям, проведенным ранее, характерен график изменения давления в затрубном пространстве, говорящий о работоспособном состоянии газоперепускного клапана.

Принципиальное отличие заключается в том, что появился период стабильного притока жидкости из пласта, без интенсивного поступления газа во временном промежутке, составляющим около 3 часов.

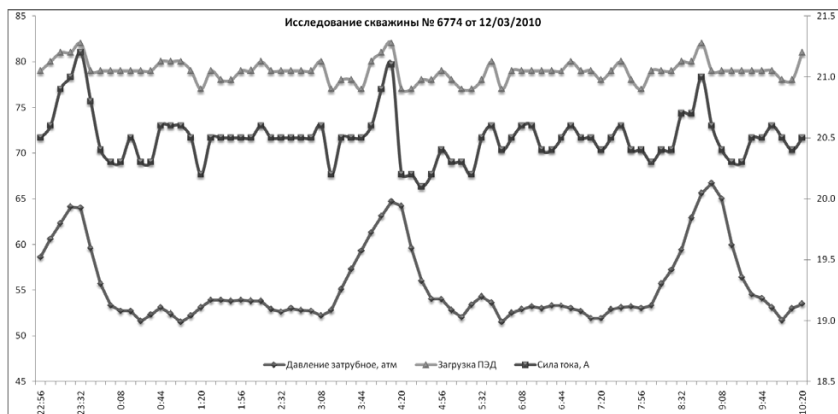


Рис. 9. Анализ работы газоперепускного клапана

Проведенные исследования за весь период эксплуатации скважин показывает эффективность работы данного оборудования на Тальниковом месторождении в условиях высокого содержания газа в добываемой продукции.

Оценка экономической эффективности от внедрения газоперепускных клапанов

Оценка экономической эффективности приведена на данном слайде. Затраты на внедрение по пяти скважинам с учетом стоимости клапанов и проведение ремонта силами бригад ТРС составили 2 млн 766 тыс. руб., дополнительная добыча нефти составила за время работы 6 тыс. тонн, выручка от реализации составила 11 млн 697 тыс. руб. Экономическая эффективность от внедрения, составляет 24 мл. 930 тыс. рублей в год по пяти скважинам.

Выводы

Подводя итоги проведенной работы, можно говорить о достижении поставленной цели, а, именно, двух показателей: повышения эффективности работающего оборудования в системе пласт — насос, стабилизации работы УЭЦН в скважинах с высоким содержанием газа в добываемой жидкости; подключение в работу ранее закольматированных зон пласта, при возникновении в эксплуатационной колонне циклически повторяющихся пульсаций.

В настоящее время работа по внедрению компоновок УЭЦН с КПЭ — 115 продолжается, на текущем этапе подобраны 17 скважин кандидатов Тальникового месторождения с суммарным приростом по дебиту нефти 98 т/сут, внедрение планируется во II — ом квартале 2010 года.



Подтоварная вода как источник энергии

А. А. Березин

ООО «Удмуртэнергонефть»

В настоящее время в мире наблюдается истощение природных ископаемых, в том числе и нефти. В ООО «Удмуртэнергонефть» и, в целом, по нефтегазодобывающим предприятиям России эксплуатируются котельные, в которых для производства тепловой энергии сжигается котельно-печное топливо. Одной из наших задач является разработка мероприятий по снижению расхода топливно-энергетических ресурсов, перспективных планов снижения энергоёмкости выпускаемой продукции, внедрение энергосберегающих и экологически чистых технологий, а также нетрадиционных способов получения энергии.

Одним из эффективных путей экономии топливно-энергетических ресурсов является использование экологически чистых источников энергии, и, в первую очередь, солнечной энергии, аккумулированной в грунте, водоемах, воздухе. Поэтому предлагается альтернативный метод получения тепловой энергии — внедрение геотермальных тепловых установок, не требующих для своей работы никаких видов органического топлива, а также позволяющих получать более дешёвую тепловую энергию.

Рассмотрим вариант установки геотермальных тепловых установок на примере месторождения «Кутмезь» ОАО «Удмуртнефть».

Геотермальная тепловая установка предназначена для работы систем кондиционирования, отопления, горячего водоснабжения. В отличие от других теплогенераторов (газовых, жидкотопливных, электрических), геотермальная тепловая установка отбирает тепло, накопленное за теплое время года из окружающей среды.

На производство тепловой энергии (рис. 1) затрачивается 25% электрической энергии от присоединенной нагрузки, которая необходима для работы компрессора, с помощью которого осуществляется перенос тепловой энергии от низкопотенциального теплоносителя к теплоносителю системы отопления.

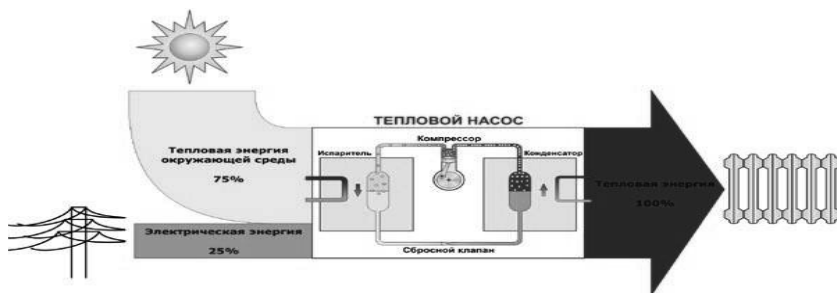


Рис. 1. Принцип работы геотермальной тепловой установки

В данном проекте были рассмотрены три источника низкопотенциально-го тепла с температурой 8–12 °С для работы установки:

- 1) отбор тепла от добываемой нефти — нарушение технологии;
- 2) бурение артезианских скважин или прокладка подземного коллектора — большие капитальные вложения и, соответственно, большой срок окупаемости;



3) так как обводненность скважин на месторождении «Кутмезь» ОАО «Удмуртнефть» составляет в среднем 80% предлагается отбор тепла с температурой $T=10\text{ }^{\circ}\text{C}$ от пластовой воды с давлением $P=1,0\text{ кгс/см}^2$ после емкостей РВС.

Исходя из того, что расчетная теплотребляемая часовая нагрузка в максимально зимний период равна $0,23\text{ Гкал/час}=268\text{ кВт/час}$, оптимальным и наиболее экономичным будет вариант с установкой четырех тепловых установок марки НТ-76 отечественного производства. Каждая теплонасосная установка выполнена в виде моноблоков (рис. 2). Комплектующие, входящие в состав модулей, являются изделиями ведущих производителей систем автоматизации, насосной и запорно-регулирующей техники. Оборудование в целом, а также входящие в его состав комплектующие сертифицированы и имеют все необходимые разрешительные документы для согласований в контролируемых органах.



Рис. 2. Фотография геотермальной тепловой установки НТ-76

- Теплопроизводительность — 76 кВт;
- Потребляемая мощность — 17,6 кВт;
- Электропитание — 380 В/3 Ф/50 Гц;
- Количество компрессоров — 2 шт.;
- Шум — 39 дБА;
- Расход пластовой воды на насос — $20\text{ м}^3/\text{час}$;
- Чистый вес — 330 кг;
- Размер установки — $1550\times 800\times 650\text{ мм}$.

Тепловая установка состоит из четырех основных функциональных элементов: испарителя, компрессора, конденсатора, дросселя (рис. 3).

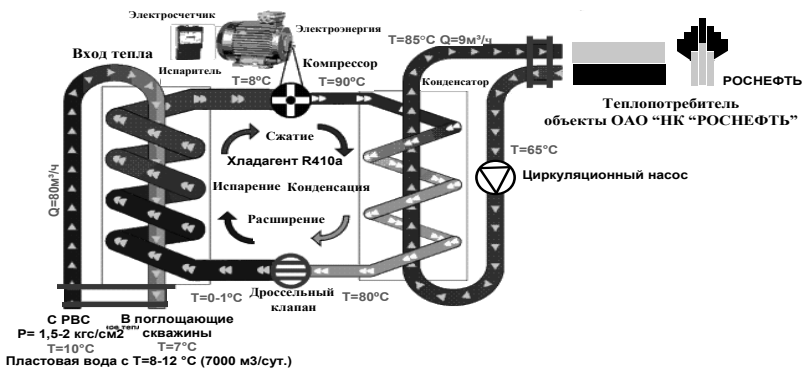


Рис. 3. Принципиальная схема работы теплового насоса



Теплоноситель — пластовая вода с $T=10^{\circ}\text{C}$. — течет в теплообменник, называемый испарителем. Испаритель — это камера, в которой происходит передача тепловой энергии от теплоносителя к специальной жидкости — хладагенту. Хладагент — это жидкость, которая превращается в газообразное состояние (пар) при невысокой температуре ($+5^{\circ}\text{C}$). Нагревшись от теплоносителя в теплообменнике, хладагент превращается в газ, и поступает в компрессор насоса. Компрессор сжимает хладагент, увеличивая его давление, за счет этого происходит сильное увеличение температуры до 90°C . После этого горячий хладагент поступает в другой теплообменник — конденсатор. В этом теплообменнике происходит передача тепловой энергии от хладагента к теплоносителю, протекающему в системе отопления. Одновременно с этим, хладагент охлаждается и конденсируется — переходит в жидкое состояние. Для того чтобы замкнуть цикл, совершаемый рабочим телом, после конденсатора оно дросселируется до начального давления, охлаждаясь до температуры ниже источника низкопотенциального тепла (пластовой воды), и снова подается в испаритель. Так, за счет агрегатов установки — теплообменников (испарителя и конденсатора), а также компрессора теплового насоса, тепло земли поступает в отопительные радиаторы.

В данном проекте ТЭО выполнено за 2009 год. Существующая котельная на месторождении «Кутмезь» выработала 617 Гкал тепловой энергии при стоимости 5940 руб. за Гкал на общую сумму 3666 тыс. руб. А при установке на месторождении тепловых установок для производства тепловой энергии у нас на выработку 617 Гкал затраты составят 1067 тыс. руб. Тем самым стоимость тарифа уменьшится на 70,9%, т.е. в 3,5 раза ниже от существующего тарифа. Снижение затрат ОАО «Удмуртнефть» на тепловую энергию после внедрения установки у нас составит 2600 тыс. руб. в год. Срок окупаемости в данном ТЭО составит приблизительно 1,5 года. (табл. 1), при условии, что пластовая вода будет с температурой 10°C . Соответственно, чем выше температура пластовой воды, тем срок окупаемости будет меньше, так как затраты на электроэнергию будут ниже.

Таблица 1

Статьи	Ед. изм.	
1. Капвложения		
Стоимость основного оборудования	тыс. руб.	3500
Пусконаладочные работы	тыс. руб.	200
Проектно- изыскательные работы	тыс. руб.	150
СМР	тыс. руб.	500
Суммарные капвложения	тыс. руб.	4350
2. Расходы		
1. Материалы	тыс. руб.	5
2. Электроэнергия для компрессора и насоса циркуляц.	тыс. руб.	317
3. ФОТ обл. Персонала (доплата на 1 человека)	тыс. руб.	24
4. ЕСН	тыс. руб.	6



Статьи	Ед. изм.	
5. Тек. и кап. Ремонт (фирменный ремонт)	тыс. руб.	60
6. Транспорт	тыс. руб.	26
7. Аренда	тыс. руб.	498
8. Прямые затраты	тыс. руб.	936
9. Накладные расходы	тыс. руб.	128
10. Итого себестоимость в ГОД	тыс. руб.	1064
3. Расчёт доходов		
Гкал в год (отпуск) за 2009 год	Гкал/год	617
Тариф РЭК существующий 2010 год	руб/Гкал	5940
Итого ОАО «Удмуртнефть» расходует на тепловую энергию	тыс. руб.	3666
Новый тариф		
Гкал в год (отпуск)	Гкал/год	617
Тариф с новой установкой 2010 год	руб/Гкал	1729
Итого ОАО «Удмуртнефть» расходует на тепловую энергию	тыс. руб.	1067
Снижение затрат ОАО «Удмуртнефть» на тепловую энергию после внедрения установки.	тыс. руб.	2600
Снижение тарифа	%	-70,9%
Срок окупаемости проекта	Лет	1,5

Представленная работа доказывает, что применение геотермальных тепловых установок на месторождениях ОАО «Удмуртнефть», выгодней чем использование традиционных теплогенерирующих установок. При этом экономический эффект от внедрения составит более 10 млн руб. за рассматриваемый период.

Достоинством данной тепловой установки является:

1) эффективность (преобразование электроэнергии по сравнению с электронагревательными приборами позволяет получать на 1 кВт затраченной электрической энергии 3–5 кВт тепловой энергии или 12–25 кВт мощности по охлаждению на выходе);

2) экономичность (эксплуатационные затраты по получению тепловой энергии посредством геотермальной тепловой установки в 2–5 раз ниже, в сравнении с традиционными теплоэнергетическими системами, работающими на различных видах органического топлива. Ни в одну из установок не вмонтировано электрическое обогревательное устройство. Отопительная система работает только при помощи мощности компрессора. При низкой температуре воздуха система по-прежнему будет работать без дополнительного электрического подогрева, позволив сэкономить на этом деньги);

3) экологичность (отсутствуют какие-либо выбросы в окружающую среду, не оказывает вредного воздействия на организм);

4) мобильность (управление осуществляется на расстоянии при помощи интернета или через телефонную линию);



5) **надежность** (надежная автоматическая работа установки, не требующая постоянного присутствия человека. Долгий срок эксплуатации установки — до 25 лет);

6) **гибкость** (комбинированное производство теплоты и холода в одной установке);

7) **безопасность** (установка взрыво-и пожаробезопасна);

8) **комфорт** (установка работает устойчиво, колебания температуры и влажности в помещении минимальны; отсутствует шум).

В данном проекте был проведен сравнительный анализ теплогенерирующих установок: геотермальной тепловой установки, жидкотопливного котла и электрического котла. На рис. 4 даны графические зависимости всех вложенных затрат в зависимости от вида отопления. Из графических зависимостей видно, что первоначальные капитальные вложения геотермальной тепловой установки выше, чем электрического котла и жидкотопливного котла. Но уже в первый год суммарные затраты на отопление с помощью жидкотопливного котла выше, чем с помощью геотермальной тепловой установки и значительно выше, чем с помощью электрического котла. В свою же очередь фактические текущие затраты на геотермальную тепловую установку и электрический котел через 5 лет становятся равными, но потом затраты на отопление с помощью электрического котла превышают затраты геотермальной тепловой установки. По статистике геотермальные тепловые установки эффективнее: газового котла в 3 раза, электрического котла в 4 раза, а жидкотопливных котлов в 7 раз.

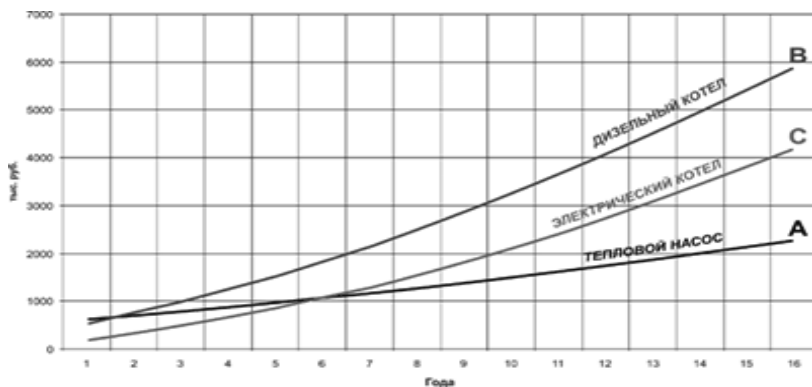


Рис. 4. Сравнительный анализ теплогенерирующих установок

Эффективное управление энергетическим хозяйством предусматривает рациональное использование ресурсов и применение энергосберегающих технологий. При установке четырех геотермальных тепловых установок марки НТ-76 общей теплопроизводительностью 304 кВт на месторождении «Кут-мезь» ОАО «Удмуртнефть» нам позволит:

- снизить стоимость тарифа на тепловую энергию в 3,5 раза;
- эффективно использовать электроэнергию;
- сэкономить топливно-энергетические ресурсы;
- уменьшить загрязнение окружающей среды.



Данный проект имеет высокий потенциал развития не только для ОАО «Удмуртнефть», но также и для других нефтегазодобывающих предприятий России, особенно для вновь вводимых, осваиваемых месторождений, испытывающих проблемы с теплоснабжением.

Подбор многофункциональной арматурной смазки для газопромыслового оборудования в условиях агрессивных сред Астраханского газоконденсатного месторождения

Е. В. Беспалова

Газопромысловое управление ООО «Газпром добыча Астрахань»

Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ), открытое в 1975 году, является месторождением, содержащим чрезвычайно большое количество «кислых» компонентов, а именно, свыше 25 об. % сероводорода и 16 об. % углекислого газа. Высокая концентрация сероводорода, диоксида углерода и наличие пластовой воды в составе флюида совместно с высоким давлением и температурой пластовой смеси предъявляют специфические требования к выбору арматурной смазки на нашем месторождении. Таким образом, на протяжении всего периода эксплуатации АГКМ одна из острых проблем, с которой сталкивались специалисты Газопромыслового управления ООО «Газпром добыча Астрахань» (ГПУ) при эксплуатации и обслуживании запорно-регулирующей арматуры, является проблема стабильности свойств арматурной смазки. Здесь нужно отметить, что среди эксплуатационных характеристик арматурной смазки в условиях нашего месторождения наиболее важны стабильность по составу и свойствам, а также антикоррозионные и антифрикционные свойства.

Используемый до настоящего времени для смазки фонтанных арматур отечественный «Арматол 238» имеет существенный недостаток — склонность, к так называемому «закоксовыванию». Фактически это означает, что в процессе эксплуатации Арматола происходит вымывание жидкой составляющей смазки, т. е. идет процесс синерезиса.

При этом внутри запорной арматуры происходит увеличение нагрузки на шток вплоть до поломки, возрастают объемы работ при разборке, мойке и ремонте задвижек. Важно подчеркнуть, что наиболее критическим является отложение потерявшей пластичность смазки под шиббером в полости задвижки. В любом случае, это приводит к неполному закрытию задвижки и, как следствие, эррозионному размыву корпуса и внутренних деталей, результатом чего является выход задвижки из эксплуатации или возникновение аварийной ситуации.

Принимая во внимание опыт эксплуатации Астраханского месторождения во избежание негативных последствий «закоксовывания» смазки, техническим регламентом предусмотрены работы по прокачке смазкой фонтанных арматур ежеквартально или после 10 открытий-закрытий каждой задвижки. В 2010 году парк задвижек фонтанной арматуры (ФА) ГПУ составил:

- 21/16» на 10000psi, 5000psi, 3000psi — 1001 задвижка,
- 31/16» на 10000psi — 572 задвижки,
- 41/16» на 10000psi — 429 задвижек.



Таким образом, в течение года была проведена прокачка смазки в 8008 задвижках, что потребовало больших объемов смазки и трудозатрат. Проведенный анализ отказов задвижек ФА показывает, что с применением смазки «Арматол 238», даже при ежеквартальном прокачивании смазкой задвижек, не удается избежать «закоксовывания» и, как следствие, заклинивания подвижных частей задвижек, ускоренного износа деталей и выхода из строя уплотнений.

Целью работы являлся подбор многофункциональной арматурной смазки взамен «Арматол 238», которая была бы стабильна по составу и свойствам при хранении и эксплуатации, обладала бы хорошими антифрикционными и антикоррозионными свойствами в условиях сероводородсодержащей среды АГКМ.

Для проведения испытаний специалистами механо-ремонтной службы ГПУ были предложены следующие смазки:

- клапанная смазка 501 (фирма-поставщик RS CLARE & Co Ltd, представлена ф. «ANSON»),
- смазочный материал CS 54 PTFE (фирма-поставщик «Афер», Франция),
- ТОМФЛОН НГ 220 ТУ 0254–030–76643964–05 (ООО «Фторполимерные технологии», г. Томск).

Для получения комплексной сравнительной оценки качества представленных смазок в условиях АГКМ требовалось сопоставить результаты испытаний по основным функциям смазочного действия для арматурных смазок, применяемых на промысле: пластичности в среде пластового флюида, низкой коксуемости, антикоррозионным и антифрикционным свойствам. Вследствие чего требовалось определение следующих стандартных параметров:

- противозносных и противозадирных свойств по ГОСТ 9490–75 [2];
- консистенции (степени мягкости) смазок по ГОСТ 5346–78 [3];
- антикоррозионных свойств методом SKF Emcor, регламентированным стандартом ISO 11007 [4] и ГОСТ 9.080–77 [5].

При оценке качества смазок необходимо было учесть, что данные смазки относятся к разным классам по консистенции (Таблица 1) и, соответственно, сравнение результатов испытаний по стандартным методикам не могло бы дать объективной картины.

Таблица 1

**Классификация пластичных смазок по консистенции NLGI
(Национальный институт пластичных смазок, США)**

Класс NLGI	Пенетрация (0,1 мм)	Состояние при комнатной температуре	Смазка
000	445–475	Очень жидкая	
00	400–430	Жидкая	
0	355–385	Полужидкая	Арматол-238
1	310–340	Очень мягкая	Арматол-238 Клапанная смазка 501
2	265–295	Мягкая	Клапанная смазка 501 Смазочный материал CS 54 PTFE Томфлон НГ220



Класс NLGI	Пенетрация (0,1 мм)	Состояние при комнатной температуре	Смазка
3	220–250	Полутвёрдая	Томфлон НГ220
4	175–205	Твёрдая	
5	130–160	Очень твёрдая	
6	85–115	Особо твёрдая	

Второй фактор, который не учитывают стандартные методики [6ч14], это поведение испытываемых образцов арматурной смазки в реальных условиях АГКМ под влиянием сероводородсодержащей среды, давления, температуры и скорости потока газожидкостной смеси. И, наконец, третья проблема — все предложенные смазки относятся по эксплуатационным свойствам к разным группам [15, 16]:

- уплотнительная смазка («Арматол 238»),
- защитная смазка (клапанная смазка 501),
- защитная/уплотнительная смазка (ТОМФЛОН НГ 220),
- защитная/антифрикционная смазка (CS 54 PTFE).

Принимая во внимание все вышеперечисленные факторы, испытания образцов представленных смазок проводились в 5 этапов в течение полутора лет на стендах опытного полигона ГПУ и на скважине № 58 АГКМ:

1 этап. Испытания на стабильность при хранении при климатическом воздействии в течение 12 месяцев согласно ISO 13678 (первое издание 2000–12–01) [5].

2 этап. Испытания на стенде опытного полигона ГПУ в течение 6 месяцев. Испытательная среда:

- а — пластовый газ скважины № 8э АГКМ;
- б — пластовый газ скважины № 8э АГКМ + конденсат.

Давление — 7,5 МПа.

Температура испытаний — температура окружающей среды.

3 этап. Испытания в задвижках ёлки фонтанной скважины № 58 АГКМ с наработкой не менее 30 циклов срабатывания («открытие — закрытие»).

4 этап. Испытания на стенде опытного полигона ГПУ на антикоррозионные свойства смазки.

Испытательная среда:

- а — пластовый газ скважины № 8э АГКМ;
- б — среда «НАСЕ» + пластовый газ скважины № 8э АГКМ.

Давление — 7,5 МПа.

Температура испытаний — температура окружающей среды.

5 этап. Испытания на антифрикционные свойства смазки.

Для сравнительной оценки качества смазок по результатам испытаний смазки Томфлон НГ220, клапанная смазка 501, смазочный материал CS 54 PTFE и смазка «Арматол-238» были оценены по 4-х бальной шкале. Результаты испытаний представлены в табл. 2.

При сравнительной оценке результатов испытаний, с учетом того факта, что данные смазки относятся к разным классам по консистенции, отечественная смазка Томфлон НГ220 (ООО «Фторполимерные технологии», г. Томск)



Таблица 2

Результаты стендовых и промышленных испытаний образцов смазок на Астраханском газоконденсатном месторождении

Смазка	Наименование испытания						
	Стабильность при хранении 12 мес. (1 этап), балл	Стабильность в среде пластового флюида АГКМ (2 этап), балл	Испытания задвижках ЕФ скв. № 58 с нарабаткой 30 циклов срабатывания (3 этап), балл	Антикоррозионные свойства (4 этап), балл	Антифрикционные свойства (5 этап), балл		
					a ¹	b ²	c ³
Арматол-238	1	2	4	2	4	4	4
Клапанная смазка 501	3	3	–	4	2	2	1
Смазочный материал CS 54 PTFE	4	1	3	–	1	3	3
Томфлон НГ220	2	4	2	3	3	1	2

¹ смазка в состоянии поставки (испытания проводились в зимний период);

² смазка после выдержки под давлением пластового газа в течение 12 месяцев (испытания проводились в весенний период);

³ смазка после выдержки в конденсате под давлением пластового газа в течение 12 месяцев (испытания проводились в весенний период).

показала балл выше среднего среди испытанных по основным функциям смазочного действия для арматурных смазок, применяемых на АГКМ: пластичности в среде пластового флюида, низкой «коксуемости», антикоррозионным и антифрикционным свойствам в состоянии поставки.

В итоге, по результатам проведенных стендовых и промышленных испытаний на Астраханском газоконденсатном месторождении, а также согласно протокола технического совещания ГПУ по применению смазки ТОМФЛОН НГ 220 было принято решение об использовании этой смазки взамен «Арматол 238». Проведенные испытания и принятые на их основе решения позволили сократить объемы заказываемой смазки и количество регламентных прокачек с 4-х до 2-х раз в год. Внедрение проводилось на 173 ФА скважин ГПУ, из них: 142 ФА эксплуатационных скважин, 28 ФА наблюдательных скважин и 3 ФА технологических скважин.

В результате применение ТОМФЛОН НГ 220 позволило снизить в два раза трудозатраты на проведение регламентных работ, кроме того уменьшились затраты на ремонт задвижек в результате отказов. Ожидаемый экономический эффект от использования смазки ТОМФЛОН НГ 220 взамен «Арматол 238» составляет 7 074 753,25 руб.



Снижение потребления технологического топлива на примере типовой установки гидроочистки дизельного топлива

В. Д. Бойко

ОАО «Газпромнефть-ОНПЗ»

Снижение материальных и энергетических затрат производства является основой повышения конкурентоспособности нефтеперерабатывающих предприятий. Для сравнения эффективности различных вариантов технологической схемы и выбора оптимальных значений режимных параметров широко используются методы математического моделирования и программно-информационные комплексы, включающие базы данных по физико-химическим свойствам многокомпонентных гетерофазных систем и расчетные модели типовых технологических операций.

В настоящей работе на примере типовой установки гидроочистки дизельного топлива показан вариант оптимизации технологического процесса реакторного блока и блока стабилизации.

Установка гидроочистки дизельных топлив предназначена для удаления органических сернистых соединений из дизельного топлива путем их деструктивной гидрогенизации. На ведение технологического процесса затрачивается значительное количество энергоресурсов, таких как технологическое топливо, пар, электроэнергия и оборотная вода.

Цель работы: предложить вариант по снижению потребления технологического топлива установки гидроочистки.

Задачи:

- построение компьютерной модели UniSim Design реакторно-стабилизационного блока;
- разработка варианта по снижению потребления технологического топлива установки;
- экономическое обоснование выбранного варианта.

Исходные данные для проекта. Производительность установки 2 млнт/год. Типичный состав сырья и продуктов представлен в табл. 1, 2.

Таблица 1

Фракционный состав жидких продуктов

Образец сырья	Фракционный состав, %	Температура, °С	Плотность при 20 °С, кг/м ³
Бензин-отгон	начало кипения:	39,2	733,1
	10	74,6	
	50	107,5	
	90	124,4	
	100	139,7	



Образец сырья	Фракционный состав, %	Температура, °С	Плотность при 20 °С, кг/м ³
Сырье гидроочистки	начало кипения:	183,3	863,2
	50	281,8	
	90	336,1	
	95	350,0	
	98	360,0	
Очищенное дизельное топливо	начало кипения:	199,6	855,0
	50	276,6	
	90	330,4	
	96,4	350,0	
	95,0	345,5	

Этапы построения компьютерной модели установки включали: определение составов материальных потоков; построение материального и теплового балансов реакторного блока; технологический расчет аппаратов. Из-за отсутствия данных обо всех протекающих реакциях, поток газопродуктовой смеси на выходе реакторов был определен с помощью операций «установка» на основании материального и теплового балансов. Таким образом, была построена модель установки (реакторный блок и блок стабилизации), где все аппараты, кроме реакторов смоделированы с учетом реальных размеров и особенностей конструкций для расчетов теплопередачи и гидравлических сопротивлений.

Компьютерная модель позволяет: 1 — рассчитать нагрузки на технологические печи при заданных условиях; 2 — определить температуры входных потоков в печи для расчета потребления топлива.

В схеме установки гидроочистки ДТ заложен принцип горячей сепарации газопродуктовой смеси (ГПС). По этому способу ДТ, составляющее более 90 % от газосырьевой смеси, охлаждается в теплообменниках (Т-1/1, Т-1/2) реакторного блока с 340° С до 150° С, а затем повторно нагревается на блоке стабилизации за счет стабильного дизельного топлива до 260° С.

С целью оптимизации энергопотребления предлагается ввести дополнительный подогрев сырья за счет газовой фазы горячего сепаратора С-1 А в теплообменниках реакторного блока Т-1/1 а и Т-1/2 а. Жидкая фаза горячего сепаратора поступает на питание колонны К-1. При этом все теплообменники блока стабилизации используются для нагрева сырья стабильным ДТ, где исключается необходимость дополнительного подогрева ДТ, поступающего из горячего сепаратора в колонну стабилизации. Так как сырьё поступает из товарного парка под гидростатическим давлением, то для преодоления гидравлического сопротивления в сети необходима установка дополнительного насоса (марки НК-560/335–70). Для оценки вновь предложенной схемы построена компьютерная модель, аналогично базовому варианту.



Таблица 2

Состав газовых потоков

	Объёмная доля, %			Массовая доля, %										ρ^{20}_{40} кг/м ³	
	O ₂	H ₂	H ₂ S	H ₂	CO	N ₂	CO ₂	метан	этан+этилен	пропан+пропилен	бутан+бутилен	ΣC ₅	ΣC ₆₊		H ₂ S
ВСГ ширк		87,44		34,32		1,28	0,02	19,43	20,10	16,62	6,57	0,98	0,68	0,00	0,21
Свежий ВСГ	0,25	92,89	0,00												0,19
УВГ				6,76	0,00	0,52	0,06	9,32	22,40	32,50	20,04	8,4		0,00	0,72
Газ кислый				0,05	0,00	0,00	0,02	0,04	0,03	0,03				99,83	1,41

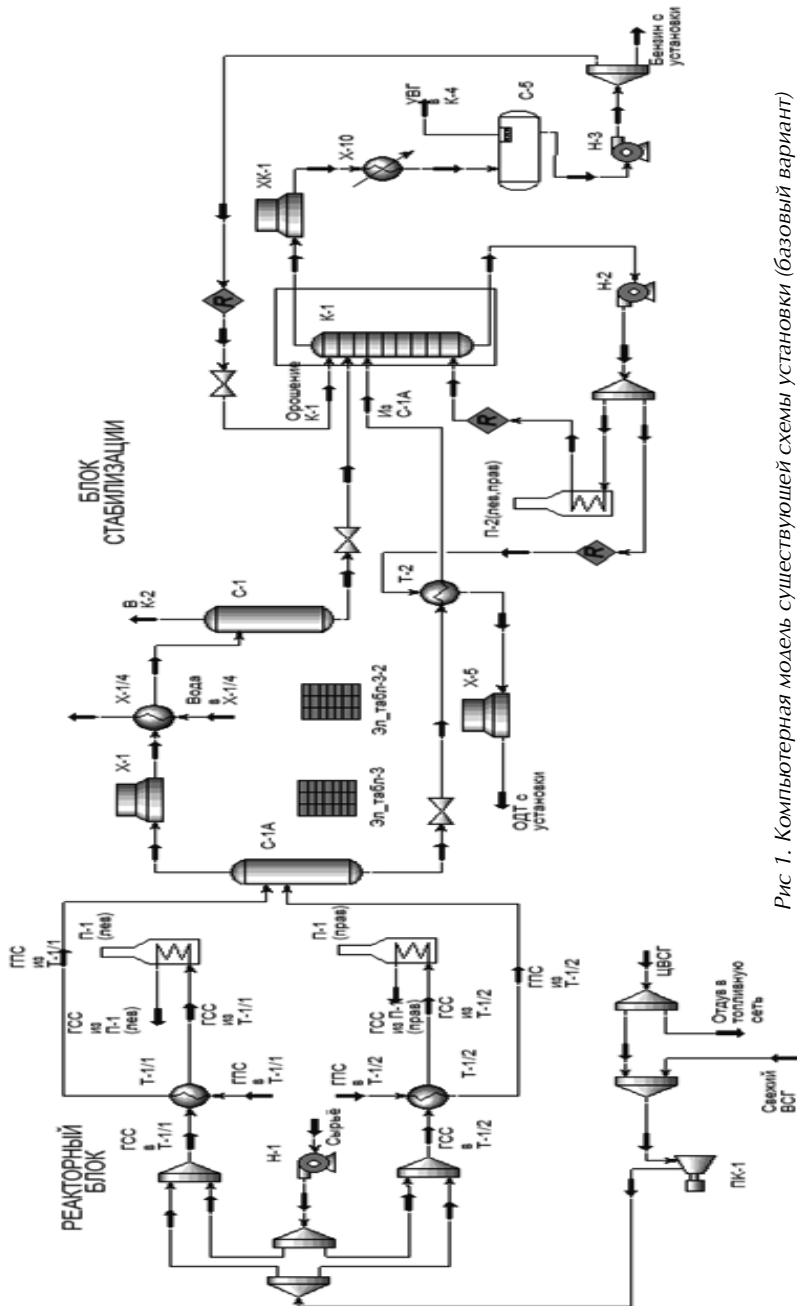


Рис. 1. Компьютерная модель существующей схемы установки (базовый вариант)



Таблица 3

Основные параметры технологического режима установки

Параметр	Базовый вариант	Модернизированный вариант
Производительность, % к проекту	100	100
Давление, МПа: на входе в реактор	3,9	3,9
В холодном сепараторе высокого давления	3,41	3,36
Температура, °С: на входе в сырьевые теплообменники высокого давления на входе в печь на выходе из печи на входе в теплообменник стабилизации на входе в колонну стабилизации верх стабилизатора низ стабилизатора	55 307 340 158 253 120 279	202 316 340 136 260 120 279
Тепловая нагрузка на печи, ГВт печи реакторного блока печи стабилизационного блока	13,406 10,240	10,460 10,210

Проведенный пинч-анализ показал, что модернизированная схема требует меньшего количества теплоносителей, по сравнению с базовым вариантом на 40 %, вследствие увеличения рекуперации тепла на реакторно-стабилизационном блоке.

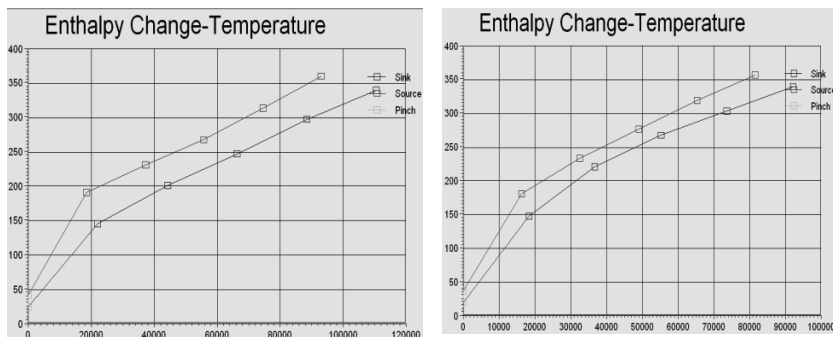


Рис. 4. Пинч-анализ исходного и модернизированного вариантов

Т.о., выполнив переобвязку теплообменников: Т-1/1 а, Т-1/2 а (для дополнительного подогрева сырья), Т-2 (для рекуперации тепла потока ОДТ) на установке, происходит снижение тепловой нагрузки на печи реакторного блока.



Экономический эффект (в натуральных показателях и денежных)

№	Наименование	Ед. изм.	До модернизации	После модернизации	Разница
1	Потребление технологического топлива, (П-1 лев., прав.)	тыс. т/год	21,252	19,637	1,615
2	Затраты на технологическое топливо	млн руб./год	74,381	68,728	5,653

Затраты на внедрение

№	Статья	Сумма, млн руб.
1	Строительно-монтажные работы	0,8
2	Материалы и оборудование	1,8
3	Затраты на дополнительный расход электроэнергии (за счет нового электродвигателя Н-1 А)	1,3
4	Прочее	0,3
5	Итого затрат	4,2

Вид достигаемой экономии — снижение затрат на технологическое топливо.

Срок окупаемости 9 месяцев. Годовой экономический эффект 5653 млн руб.

Коэффициент изменения потребления топливного газа печами реакторного блока в результате внедрения предложения 0,92.

Выводы

Построена компьютерная модель реакторно-стабилизационного блока, адекватно отражающая технологический режим; показано, что для снижения потребления топливного газа возможен **дополнительный подогрев сырья в теплообменниках** реакторного блока и блока стабилизации.

Компьютерный эксперимент показал, что предложенный вариант позволяет снизить теоретический подвод тепла извне на 40%, а потребление технологического топлива печами реакторного блока снижается на 8%.

Затраты на реализацию предложенного варианта составят 4200 тыс. руб., годовой экономический эффект — 5653 тыс. руб., а срок окупаемости — 9 месяцев.



Методика анализа достигнутой эффективности инвестиционных проектов (на примере проекта «Строительство установки висбрекинга гудрона»)

М. В. Борщ, С. А. Шилов, М. С. Решетов
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»

Каждый инвестиционный проект проходит в своем развитии несколько стадий — прединвестиционная стадия, инвестиционная стадия, стадия эксплуатации проекта, ликвидация проекта.

На прединвестиционной стадии определяется перечень работ по проекту, их стоимость, сроки выполнения, определяются эффекты от проекта, рассчитываются показатели эффективности. Основным документом на прединвестиционной стадии, в котором должны быть изложены эти пункты, является бизнес-план.

После включения проекта в инвестиционную программу начинается инвестиционная фаза проекта. В рамках инвестиционной стадии выполняется проектирование, проходят тендеры на выполнение строительно-монтажных работ, на поставку оборудования (при необходимости), осуществляется закупка оборудования, выполняются строительно-монтажные работы, объект вводится в эксплуатацию, проводится фиксированный пробег (при вводе в эксплуатацию установки).

Эксплуатационный этап начинается после пуска объекта в эксплуатацию.

Инвестор, стремится к тому, чтобы деньги, вложенные в инвестиционные проекты, давали наибольшую отдачу и инвестиции обеспечивали максимальную эффективность.

Планируемый экономический эффект от реализации проекта рассчитывается на стадиях подготовки и корректировки бизнес-плана.

Целями анализа достигнутой эффективности инвестиционных проектов являются:

- оценка результатов реализации инвестиционных проектов;
- повышение качества принимаемых предприятием инвестиционных и управленческих решений;
- повышение эффективности управления будущими проектами.

Цель работы — сформулировать предложения по построению системы анализа достигнутой эффективности инвестиций в проекты, связанные с развитием нефтеперерабатывающих предприятий.

1. Методика анализа достигнутой эффективности инвестиционных проектов

По наличию оцениваемого экономического эффекта инвестиционные проекты подразделяются на:

- коммерческие, для которых могут быть определены прямые эффекты, выражаемые в снижении расходов либо в росте доходов;
- некоммерческие, для которых рассчитываются расходы и определяются косвенные эффекты от их реализации (например, приведение к правилам промышленной и экологической безопасности, повышение качества управления производством, создание инфраструктуры бизнеса).



Достигнутая эффективность некоммерческих проектов подтверждается целевым использованием объекта инвестирования.

Достигнутая экономическая эффективность коммерческих проектов должна основываться на результатах производственно-хозяйственной деятельности предприятия. Исходя из данного тезиса, для оценки достигнутой эффективности коммерческих инвестиционных проектов в нефтепереработке предлагается система, представленная в виде блок-схемы на рис. 1.

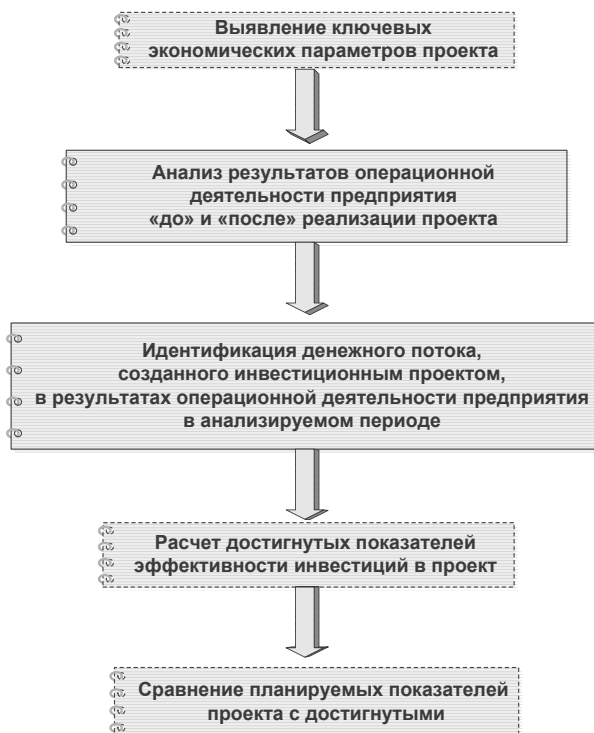


Рис. 1. Блок-схема анализа эффективности реализованных проектов

Выявление ключевых экономических параметров проекта.

Для выявления ключевых экономических параметров проекта используется бизнес-план инвестиционного проекта, так как в нем определены факторы, влияющие на операционную деятельность предприятия.

К таким факторам относятся:

- изменение выручки от реализации продукции;
- изменение затрат на производство.

Анализ результатов операционной деятельности предприятия «до» и «после» реализации проекта.

Анализ результатов операционной деятельности выполняется путем сравнения показателей работы предприятия во временном интервале «до» и «после» реализации проекта.



В качестве интервала «до» реализации проекта рассматривается календарный год работы предприятия без проекта. Для целей анализа данный период является «базой» для сравнения и не меняется на всем протяжении наблюдения за эффективностью проекта.

Периодом «после» реализации проекта является временной отрезок после пуска объекта инвестирования в эксплуатацию и достижения его окупаемости.

Сравнительный анализ данных временных интервалов должен выявить изменения в структуре производимой продукции, затратах на ее производство с целью дальнейшего сопоставления с ключевыми экономическими показателями проекта, заложенными в его бизнес-плане.

Идентификация денежного потока, созданного инвестиционным проектом, в результатах операционной деятельности предприятия в анализируемом периоде.

Данный этап является ключевым и самым сложным с методологической точки зрения. Любой инвестиционный проект, связанный с развитием такого сложного технологического комплекса как нефтеперерабатывающий завод, вносит изменения лишь в часть производственного процесса, тогда как на выпуск товарной продукции оказывают влияние множество взаимосвязанных факторов:

- объем, качество и фракционный состав поступающей на завод нефти;
- стабильность технологического режима на установках;
- эффективность смешения компонентов для получения товарной продукции;
- надежность работы оборудования и др.

Поэтому понимание места конкретного производственного объекта в общей технологической цепочке НПЗ является одним из важнейших условий корректного расчета операционного денежного потока, созданного проектом, в общем результате деятельности предприятия.

Как уже было сказано выше, в основу методики расчета денежного потока, созданного инвестиционным проектом, лежит анализ структурных изменений в ассортименте выпускаемой продукции и затрат на ее производство.

Исключения составляют случаи, когда в результате реализации проекта начинается производство новых видов продукции и/или вводится в эксплуатацию новая технологическая установка.

Так, например, в 2004 году «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» завершил строительство установки каталитического риформинга ЛФ-35/21–1000. Продуктом установки является высокооктановый компонент автомобильных бензинов с октановым числом 100. В результате анализа изменения структуры выпускаемых нефтепродуктов было выявлено увеличение на 25% доли высокооктановых автомобильных бензинов. Эта величина является прямым следствием ввода в эксплуатацию установки ЛФ-35/21–1000. Следовательно, именно она позволяет рассчитать выручку от реализации нефтепродуктов, которая была создана данным инвестиционным проектом.

Сложность корректной идентификации дополнительных доходов, созданных проектом, позволяет понять следующий пример. В 1 квартале 2008 года на ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» введена в эксплуатацию установка висбрекинга гудрона. В соответствии с бизнес-планом проекта результатом реализации проекта является увеличение производства вакуумного газойля и светлых нефтепродуктов при снижении производства мазу-



та. Однако на выпуск вакуумного газойля также оказывает влияние загрузка производства смазочных масел. Если она снижается, то выпуск товарного вакуумного газойля увеличивается. Если же она растёт, то выпуск вакуумного газойля соответственно снижается.

На производство мазута, кроме всего прочего, оказывает влияние работа установки по производству нефтебитумов. Если загрузка установки снижается, то гудрон направляется на смешение мазута. Учитывая его высокую вязкость, для приготовления товарного мазута требуется дополнительно вовлечь менее вязкие компоненты.

Если в расчетах денежного потока, созданного данным проектом не учитывать эти факторы, результаты будут некорректными.

Расчет фактических операционных оттоков денежных средств для инвестиционных проектов, реализованных на действующих технологических установках, в части затрат на энергоносители, реагенты и катализаторы проводится на основе анализа изменений удельных норм расхода на тонну перерабатываемого сырья. Для вновь построенной установки дополнительных расчетов выполнять не нужно.

После расчета выручки и затрат, созданных в результате реализации проекта, рассчитывается операционный денежный поток от проекта как сумма чистой прибыли от проекта и амортизации основных средств проекта.

Расчет достигнутых показателей эффективности инвестиций в проект

На эксплуатационном этапе проекта можно рассчитать следующие показатели эффективности.

Фактический срок окупаемости проекта — минимальный временной интервал, для которого накопленный операционный денежный поток равен фактическим инвестиционным расходам по проекту.

Фактический срок окупаемости проекта определяется путем расчета отношения сумм операционных денежных потоков, созданной в период эксплуатации проекта, к сумме фактических инвестиционных расходов в проект. Окупаемость проекта достигается при значении данного показателя >1 .

Рентабельность инвестиций (ROI) проекта — отношение годового прироста операционного денежного потока инвестиционного проекта к объему фактических инвестиционных расходов, затраченных на реализацию проекта.

Сравнение планируемых показателей проекта с достигнутыми

На заключительном этапе анализа выполняется сравнение показателей проекта, рассчитанных на стадии бизнес-планирования и полученных по фактическим результатам работы объекта инвестирования.

Вывод о достижении проектом своих запланированных экономических показателей достаточно сделать, сравнив планируемый и фактический сроки окупаемости проекта.

В качестве примера анализа достигнутой эффективности проектов выполнен расчет достигнутых показателей экономической эффективности реализованного проекта «Строительство установки висбрекинга гудрона».

Расчет эффективности инвестиционного проекта «Строительство установки висбрекинга гудрона»



Назначение установки висбрекинга гудрона — понижение вязкости тяжелого вакуумного остатка — гудрона. Бизнес-планом инвестиционного проекта были запланированы следующие изменения в структуре выпускаемых нефтепродуктов и затратах на их производство:

- увеличение производства вакуумного газойля на 856 тыс. тонн;
- снижение производства мазута на 929 тыс. тонн в год;

Проведенный анализ изменения результатов операционной деятельности предприятия в период с 2007 по 2009 год показал, что после ввода в эксплуатацию установки висбрекинга гудрона изменилась структура выпускаемых нефтепродуктов. Изменение товарного баланса в результате реализации проекта представлено на рис. 2. Динамика достигнутого дополнительного операционного денежного потока от реализации проекта представлена на рис. 3.

Достигнутые показатели эффективности проекта составили: Срок окупаемости проекта — 1,1 год; Рентабельность инвестиций (ROI): в 2008 г. — 70,54%, в 2009 г. — 106,47%.

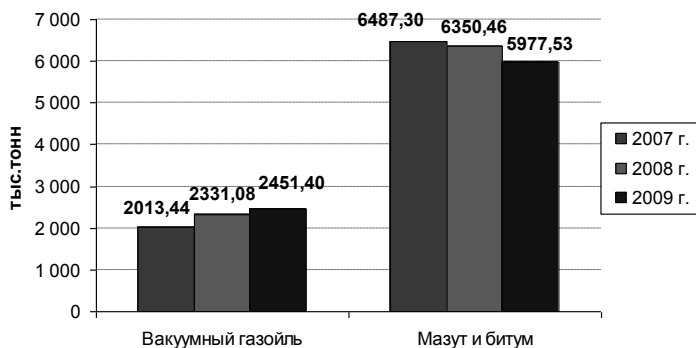


Рис. 2. Изменение товарного баланса после пуска установки висбрекинга гудрона

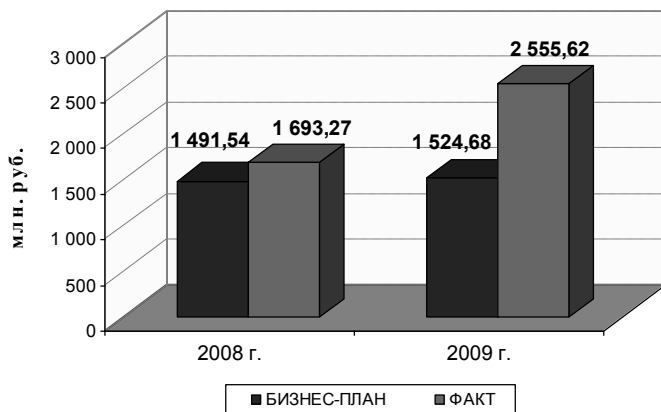


Рис. 3. Операционный денежный поток от проекта



Выводы

Предложенная система анализа позволяет с высокой степенью достоверности идентифицировать достигнутую экономическую эффективность инвестиций в проекты развития нефтеперерабатывающих предприятий.

По сумме денежных потоков всех реализованных проектов можно судить об эффективности инвестиционной деятельности предприятия в конкретном временном периоде.

Предполагаемая система внедрена в ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» и описана «Положением о порядке проведения анализа достигнутой экономической эффективности реализованных инвестиционных проектов ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»», и может быть рассмотрена в качестве предложения к внедрению на других НПЗ Компании ЛУКОЙЛ.

Современные технологии развития нефтегазового комплекса (на примере оборудования для отделения от газа жидкой фазы «Сепаратора-С1»)

Е. В. Викторова

НОУ СПО Новоуренгойский техникум газовой промышленности

ООО «Новоуренгойский газохимический комплекс» (НГХК) должен представлять из себя единую технологическую цепочку, которая будет включать получение этана из сырьевого газа, потом получение этилена посредством пиролиза этана с последующим разделением газа по фракциям и очисткой этилена от примесей. Проектная мощность производства составляет 400 тыс. тонн полиэтилена в год. При этом проектируется возможность увеличения мощности до 1,2 млн тонн в год.

Для того, чтобы увеличить производственную мощность необходимо использовать более технологически усовершенствованное оборудование.

Эффективное использование предприятием НГХК оборудования — «Сепаратор — С1» повышает производительность труда, снижает затраты, а значит, и увеличивает объем выпускаемой продукции, улучшает финансовые показатели.

Цель исследования — произвести анализ эффективности работы оборудования «Сепаратор С-1», позиционировать данное оборудование как экономически выгодное, с позиции экономии затрат на производство продукции, как высокотехнологическое и энергосберегающее оборудование. Оборудование «Сепаратор С-1» предназначен для отделения от газа жидкой фазы: смеси углеводородов с насыщенным метанолом. Стоимость данного оборудования 2500000 рублей. Срок полезного использования составляет 30 лет. Устанавливается на открытой площадке. «Сепаратор С-1» эксплуатируется в условиях макроклиматического района со средней температурой воздуха 46⁰ С. Абсолютная минимальная температура воздуха эксплуатации минус 63⁰ С. Внутренний объем составляет 19 м³.

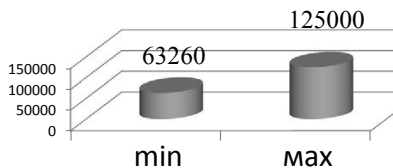


Рис. 1. Производительность по газу, м³/ч — от 63260 до 125000

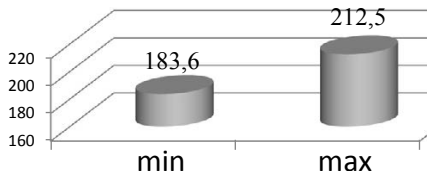


Рис. 2. Производительность по жидкости, кг/ч — от 183,6 до 212,5

Масса данного оборудования 35700 кг. Гарантийный срок устанавливается 18 месяцев со дня пуска блока в эксплуатацию.

Проектом автоматизации предусмотрена эксплуатация оборудования без постоянного присутствия на нем обслуживающего персонала. Управление и контроль за работой осуществляется из операторной. Для проведения пуско-наладочных работ предусмотрены необходимые местные приборы контроля. Для работы системы контроля и автоматизации блока требуется источник питания сжатым воздухом и электроэнергией. Основным методом контроля за надежной и безопасной работой блока является его техническое освидетельствование, при котором проверяется состояние аппарата, трубопроводов, арматуры, и других элементов, входящих в блок.

Сепаратор, входящий в состав блока представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат диаметром 1800 мм, установленный на цилиндрической опоре.

Аппарат состоит из следующих секций:

- секции предварительной очистки газа, представляющей собой узел входа с отклоняющей пластиной;
- секции очистки газа в виде тарелки с минициклонами ГПР 2130.01–01;
- секции окончательной очистки газа в виде тарелки с центробежными элементами ГПР2455;
- секции сбора жидкости для сбора жидкости, занимающей нижнюю часть аппарата.

Слив жидкости с тарелок в секцию сбора жидкости производится по сливным трубам.

Аппарат должен иметь штуцера для подключения соответствующих технологических трубопроводов и приборов КИА.

Данный сепаратор работает следующим образом: Газ поступает в аппарат через радиально расположенный штуцер на отбойную пластину узла входа газа, где происходит предварительная очистка газа от жидкости, далее газ поступает в узел минициклонов, где очищается от наиболее крупных капель жидкости. Жидкость стекает на наклонный лист, расположенный над узлом входа по сливной трубе попадает в нижнюю часть аппарата. Далее частично очищенный газ поднимается по выходной трубе минициклонов и направляется к тарелке с установленными центробежными элементами, где происходит окончательная очистка газа, который уходит из аппарата через штуцер выхода газа. Установленная на верхней тарелке жидкость по сливной трубе перетекает в нижнюю часть аппарата, откуда удаляется через штуцер выхода жидкости. Таким образом, жидкие фракции углеводорода выходят вниз и отправляются на перерабатывающий комбинат, а сверху выходит очищенный газ для производства этилена.



Был проведен опыт, на основании которого выполнены следующие расчеты:

Воды 2 кг

$$4,2 \text{ мин}/60 \times 2,4 \text{ кВт} = 0,168 \text{ кВт/ч}$$

$$1 = 0,1 \text{ кВт}$$

$$0,168 \text{ кВтч}/2 = 0,084 \text{ кВтч/кг}$$

$$200 \times 0,1 = 20 \text{ кВт}$$

$$200 \text{ кг/ч} \times 0,084 \text{ кВтч/кг} = 16,8 \text{ кВт}$$

$$8760 \times 16,8 = 147168 \text{ кВт/ч}$$

$$147168 \text{ кВт/ч} \times 2 = 294336 \text{ руб.}$$

$$8760 \times 20 = 175200 \text{ кВт/ч}$$

$$175200 \text{ кВт/ч} \times 2 = \mathbf{350\,400 \text{ руб.}}$$

Внедрение одного элемента в технологическую цепочку дает экономию только на электроэнергии примерно 350 400 рублей в год.

Также происходит:

- снижение износа аппаратов и трубопроводов;
- уменьшение затрат на ремонт и реконструкцию;
- снижение затрат на заработную плату, т.к. уменьшается число персонала;
- повышение качества продукции.

Так же была рассчитана амортизация по сумме чисел лет срока полезного использования.

Таблица 1

Расчет амортизационных отчислений по сумме чисел лет срока полезного использования, руб.

Срок	Первоначальная стоимость	А год	Накопительный износ	Остаточная стоимость
1	2 500 000,00 р.	161290,32	2 338 709,68 р.	2 338 709,68 р.
2	2 500 000,00 р.	155913,98	2 344 086,02 р.	2 182 795,70 р.
3	2 500 000,00 р.	150537,63	2 349 462,37 р.	2 032 258,07 р.
4	2 500 000,00 р.	145161,29	2 354 838,71 р.	1 887 096,78 р.
5	2 500 000,00 р.	139784,95	2 360 215,05 р.	1 747 311,83 р.
6	2 500 000,00 р.	134408,6	2 365 591,40 р.	1 612 903,23 р.
7	2 500 000,00 р.	129032,26	2 370 967,74 р.	1 483 870,97 р.
8	2 500 000,00 р.	123655,91	2 376 344,09 р.	1 360 215,06 р.
9	2 500 000,00 р.	118279,57	2 381 720,43 р.	1 241 935,49 р.
10	2 500 000,00 р.	112903,23	2 387 096,77 р.	1 129 032,26 р.
11	2 500 000,00 р.	107526,88	2 392 473,12 р.	1 021 505,38 р.
12	2 500 000,00 р.	102150,54	2 397 849,46 р.	919 354,84 р.
13	2 500 000,00 р.	96774,19	2 403 225,81 р.	822 580,65 р.
14	2 500 000,00 р.	91397,85	2 408 602,15 р.	731 182,80 р.
15	2 500 000,00 р.	86021,51	2 413 978,49 р.	645 161,29 р.
16	2 500 000,00 р.	80645,16	2 419 354,84 р.	564 516,13 р.
17	2 500 000,00 р.	75268,82	2 424 731,18 р.	489 247,31 р.
18	2 500 000,00 р.	69892,47	2 430 107,53 р.	419 354,84 р.
19	2 500 000,00 р.	64516,13	2 435 483,87 р.	354 838,71 р.



Срок	Первоначальная стоимость	А год	Накопительный износ	Остаточная стоимость
20	2 500 000,00 р.	59139,78	2 440 860,22 р.	295 698,93 р.
21	2 500 000,00 р.	53763,44	2 446 236,56 р.	241 935,49 р.
22	2 500 000,00 р.	48387,1	2 451 612,90 р.	193 548,39 р.
23	2 500 000,00 р.	43010,75	2 456 989,25 р.	150 537,64 р.
24	2 500 000,00 р.	37634,41	2 462 365,59 р.	112 903,23 р.
25	2 500 000,00 р.	32258,06	2 467 741,94 р.	80 645,17 р.
26	2 500 000,00 р.	26881,72	2 473 118,28 р.	53 763,45 р.
27	2 500 000,00 р.	21505,38	2 478 494,62 р.	32 258,07 р.
28	2 500 000,00 р.	16129,03	2 483 870,97 р.	16 129,04 р.
29	2 500 000,00 р.	10752,69	2 489 247,31 р.	5 376,35 р.
30	2 500 000,00 р.	5376,34	2 494 623,66 р.	0,00 р.

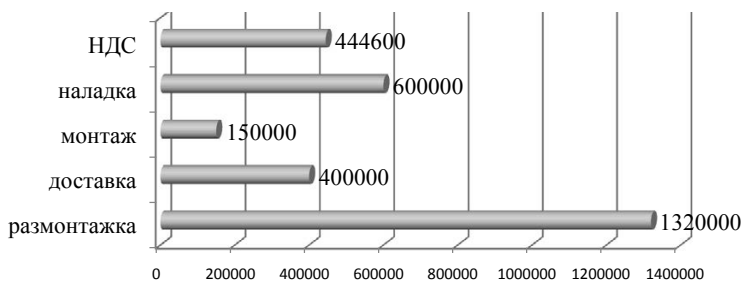


Рис. 3. Расчет затрат на оборудование

Данное оборудование увеличит производительность на 30–40%.

Производительность увеличится за счет:

- экономичности в использовании электроэнергии;
- вместительности по объему газ;
- вместительности объема фракции жидких углеводородов;
- минимального штатного расписания (составит 6 человек: кочевец, электрик, механик).

Питание электроэнергией датчиков, установленных на блоке, производится от системы управления АСУ ТП установки и в дополнительных источниках не нуждается.

Предполагается, что очищенный газ, полученный из данного сепаратора, будет отправляться на Российские заводы, Китай, Индию, а также в страны Европы.

Данное оборудование «Сепаратор С-1» позволяет при минимальных затратах на электроэнергию получить на выходе большой объем жидкого углеводорода и также очищенного газа.

В течении 15 лет произойдет окупаемость «Сепаратора С-1», в течение этого времени оборудование будет выполнять свои основные функции и задачи.



Оценка эффективности работы фонда скважин и повышение его рентабельности

В. А. Волгин, О. И. Дьяченко

ООО «РН-Пурнефтегаз»

Эффективное функционирование нефтегазового комплекса России является определяющим фактором развития прочих отраслей производства. В силу 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 эксплуатации действующих месторождений нефти.

В настоящий момент большая часть нефтяных объектов страны находится на стадиях разработки, которые характеризуются падающей добычей нефти и ростом обводненности добываемой продукции, что оказывает существенное влияние на экономические показатели в сторону их ухудшения (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 фондом. Продление экономически оправданного срока эксплуатации фонда малодобитных и высокообводненных скважин, в основном, осуществляется за счёт проведения комплекса мероприятий. В этой связи возрастает важность технико-экономического обоснования выполнения указанных мероприятий для повышения качества принимаемых управленческих решений.

В настоящее время на многих предприятиях существуют свои методики оценки эффективности эксплуатации скважин и мероприятий, проводимых на них. Тем не менее, необходимо выделить следующие часто встречающиеся недостатки существующих подходов:

1. Большая периодичность рассмотрения (раз в месяц, квартал и т.п.), которая может привести к увеличению убытков, получаемых от скважин, за период между различными этапами оценки, в то время как оценка в режиме on-line позволила бы сразу выявлять нерентабельные скважины и снижать экономически необоснованные финансовые потери. Например, скважина № 5099 Комсомольского месторождения ($Q_n = 2,8$ т/сут, $Q_{ж} = 380$ м³/сут) перешла в категорию нерентабельных с убытком в размере 11,2 тыс. руб./сут. Следовательно, проводя анализ не чаще, чем раз в месяц, предприятие может потерять только от эксплуатации одной скважины $11,2 \times 30 = 336$ тыс. руб..

2. Усредненный подход (по месторождению, предприятию и т.п.), не учитывающий индивидуальности производственных характеристик работы каждой скважины и понесённых затрат. Результаты усредненного анализа могут отражать заведомо неверный (отрицательный или положительный) эффект. Например, согласно проведённому расчету, исходя из существующего среднего значения периода наработки на отказ для электроцентробежных насосов (214 суток), эффективность работы скважины № 1617 Барсуковского месторождения составила 2,8 млн руб./год. Оценка, основанная на фактических данных, показала, что период наработки на отказ по анализируемой скважине не превышает 48 суток и получаемый годовой поток наличности отрицателен (-2,1 млн руб.).



3. Отсутствие экономической оценки на этапе планирования текущего (базового) ремонта. Так как в данном случае речь идёт о ремонте, не предусматривающем получение дополнительной добычи (процедуры, которые, как правило, проходят тщательную экономическую оценку), то в настоящее время часто единственным условием при принятии решения о проведении ремонта является лишь заданный уровень дебита нефти. Это ведет к риску проведения неэффективных мероприятий или отказа от эффективных. Например, заданный дебит нефти после смены насоса был установлен на уровне не менее 3 тн./сут. Планируемый дебит после ремонта скважины № 3204 составлял 5,6, т/сут., на основании чего должно было быть принято решение о его проведении. Однако анализ показал, что смена насоса для скважины № 3204 будет иметь отрицательный экономический эффект (в связи с высокими обводнёнными и затратами на обслуживание УЭЦН), который составит –4,5 млн руб.

4. Процесс взаимодействия производственных и экономических служб при анализе эффективности и принятии управленческих решений по оптимизации работы фонда скважин.

С точки зрения организации производственного процесса, ситуация усугубляется сложностью оперативного взаимодействия производственных и экономических служб Общества, которая является причиной больших временных затрат при принятии управленческих решений.

Обозначенные проблемы обуславливают необходимость внедрения комплексного инструмента оценки экономической эффективности эксплуатации фонда скважин и планирования текущих базовых ремонтов, который позволит анализировать работу фонда в режиме on-line, с учетом уникальности каждой скважины, а также оптимизировать структуру взаимодействия служб Общества.

Описание методики

Особенности учета затрат. Как правило, учет затрат в большинстве нефтегазодобывающих предприятий ведется на уровне общества в целом, или же на уровне цехов и месторождений. Тем не менее, с точки зрения получения всестороннего экономического анализа, важным моментом является оценка работы каждой скважины. При отсутствии механизма поскважинного учета затрат решение этой задачи достигается посредством учета индивидуальности производственных показателей каждой скважины и установления математической зависимости их влияния на конечную экономическую эффективность ее эксплуатации.

С целью получения более достоверной оценки работы необходимо анализировать только условно-переменные и условно-постоянные затраты на скважину, которые в случае ее остановки принесут предприятию **прямую экономию денежных средств**. Для них мы вводим понятие «*условно-прямые затраты на скважину*». К ним относятся, в первую очередь, расходы по электроэнергии на мехдобычу, затраты на содержание и обслуживание оборудования, текущий ремонт скважины и т. п..

Оптимизация эксплуатации скважин может оказать существенное влияние не только на объём добычи нефти, но и на размер эксплуатационных затрат и финансовый результат Компании.



Оценка рентабельности работы скважины. На основании комплекса технологических данных (дебит нефти и жидкости, тип насоса, МРП, наработка на отказ, режим эксплуатации и т.д.) и экономических параметров (тарифы на электроэнергию, затраты на комплексное обслуживание и т.п.) производится расчет суточных затрат на скважину. Доходная часть формируется, исходя из рыночной стоимости нефти. Таким образом, весь эксплуатационный фонд скважин можно условно разделить на **рентабельный** и **нерентабельный**. При этом определение значения минимально-рентабельного или «порогового» дебита существенно возрастет, если будет учтён существующий **темп падения** добычи нефти, зная который можно рассчитать, через сколько дней скважина достигнет своего «порога рентабельности» [1], и составить прогноз выбытия скважин из рентабельного фонда, условно разделив их на нерентабельные, эксплуатируемые до ремонта, рентабельные до года, до трех и более лет (рис. 1).

Период достижения «порога рентабельности»:

$$t = \left(\frac{1 - q_{\text{МР}} / q_{\text{факт}}}{f(T_{\text{пад}})} \right) \times T, \quad [1]$$

где t — период достижения «Порога рентабельности», $q_{\text{МР}}$ — «пороговый» дебит нефти, $q_{\text{факт}}$ — фактический дебит нефти, $T_{\text{пад}}$ — текущий темп падения добычи, $f(T_{\text{пад}})$ — функция темпа падения, T — период рассмотрения (год).

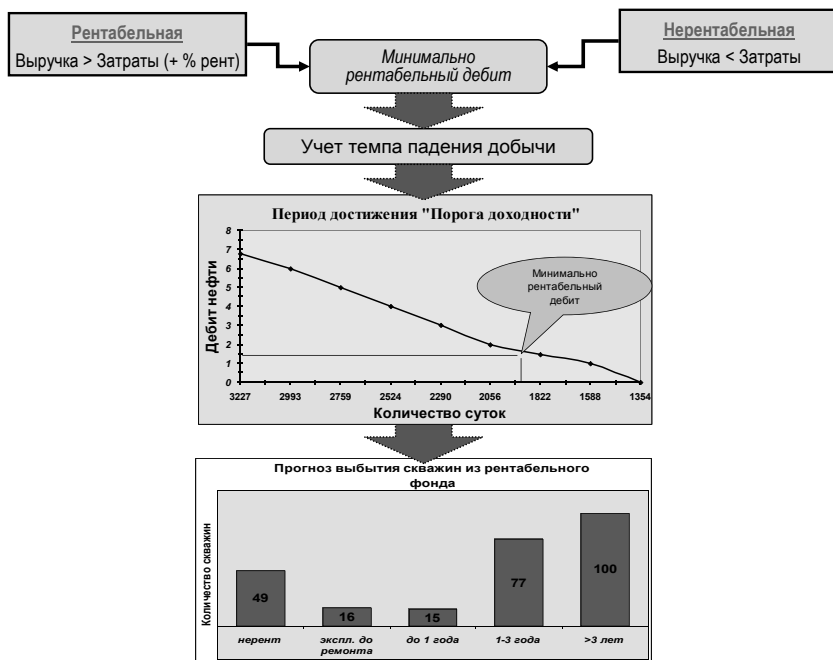


Рис. 1. Этапы оценки рентабельности скважины. Прогноз выбытия скважин из рентабельного фонда



Результаты предлагаемого подхода помогут выявить скважины, которые могут выбыть из рентабельного фонда в ближайшее время, и, своевременно, на предварительном этапе принять управленческое решение по предотвращению выбытия.

Оценка эффективности проведения текущего (базового) ремонта скважины

Оценка экономической целесообразности **текущего ремонта** (например, смены насоса) проводится на основе вышеприведённого анализа рентабельности. Условие эффективности базового ремонта будет иметь следующий вид:

$$f(\Delta_{\text{сут}}) \times f(T_{\text{пад}}) \times T_{\text{СНО}} > Z_{\text{трс}} + \% \text{ рент}, \quad [2]$$

где $f(\Delta_{\text{сут}})$ — функция среднесуточной доходности скважины на рассматриваемом периоде, равном СНО с учётом времени выхода на режим после ремонта, $f(T_{\text{пад}})$ — функция темпа падения, $T_{\text{СНО}}$ — период существующей наработки на отказ, $Z_{\text{трс}}$ — затраты на проведение базового ремонта, % рент — установленный процент эффективности от мероприятия.

При этом если запланированный базовый ремонт неэффективен, как правило, принимается решение по отказу от его проведения. Тем не менее, помимо стандартного кардинального решения, наиболее целесообразно найти ответ на вопрос: «Что нужно сделать, чтобы достичь эффекта?» Нефтяными компаниями чаще всего исследуется зависимость рентабельности работы скважины от макроэкономических факторов, таких как цена на нефть, система налогообложения и т.п. Тем не менее, проведенный анализ по ООО «РН-Пурнефтегаз» подтвердил, что на эффективность работы скважины в равной, а часто даже в большей степени, чем экономические макропараметры, влияют технологические показатели. Это подтверждается проведенным анализом, представленным на рис. 2.



Рис. 2. График влияния технологических и макроэкономических параметров на доходность скважины

Кроме того, нефтедобывающее предприятие может непосредственно влиять на производственные показатели в отличие от макроэкономических



параметров, условия изменения которых не зависят от проводимых Обществом мероприятий.

На основании полученных выводов разработанная методика экономической оценки эффективности текущего ремонта предусматривает расчет предельных значений технологических показателей, при которых достигается «точка безубыточности» его проведения. В рамках предложенной методики рассчитываются граничные условия по следующим показателям:

- минимально-рентабельный дебит (по нефти/по жидкости);
- минимально-рентабельный период наработки на отказ;
- максимально-возможный процент обводненности;
- максимально-возможная продолжительность ремонтов;
- способ эксплуатации скважин (например, УЭЦН, ШГН и т.п.).

При определении каждого граничного условия учитывается текущий темп падения добычи нефти.

В зависимости от условий работы скважины влияние тех или иных технологических параметров на её эффективность различно. Для выявления наиболее значимого фактора все показатели можно ранжировать, исходя из степени их влияния на результат. Методика определения степени влияния основана на стандартной оценке чувствительности экономической эффективности в разрезе индивидуальных условий работы каждой скважины. Полученные таким образом результаты помогают сформулировать рекомендации по проведению мероприятий в части понимания воздействия на тот или иной технологический фактор с целью повышения эффективности текущего базового ремонта и эксплуатации скважины.

Смена способа эксплуатации

Кроме технологических параметров на повышение эффективности работы скважины может повлиять смена текущего способа эксплуатации. Наиболее широко в России распространена эксплуатация электроцентробежными (ЭЦН) или штанговыми глубинными насосами (ШГН), которые отличаются по своим технологическим и экономическим характеристикам. Перевод скважины с ЭЦН на ШГН, и наоборот, может позволить повысить рентабельность работы скважины за счет оптимизации технико-экономических параметров:

- дебита жидкости/нефти (потенциал по дебиту жидкости у ЭЦН существенно выше, чем ШГН);
- эксплуатационных затрат (например, потребление электроэнергии);
- затрат на содержание и обслуживание оборудования (затраты на ШГН ниже, чем на ЭЦН);
- средней наработки на отказ (наработка на отказ скважин, эксплуатируемых ШГН, в ООО «РН-Пурнефтегаз» почти в 2 раза выше, чем по ЭЦН.) и т.п.

В качестве примера рассмотрим скважину 1596 (табл. 1). При смене способа эксплуатации с ЭЦН на ШГН, текущая доходность скважины увеличивается на 238,9 руб./сут., и она переходит из разряда «эксплуатация до ремонта» в разряд эффективных.

Разработанная модель оценки экономической целесообразности смены способа эксплуатации — это еще один инструмент повышения эффективности работы скважины.

Таблица 1

Пример расчета эффективности смены способа эксплуатации

№ СКВ	Q нефти	Q жидкости	Обводненность	Удельная доходность по скважине, руб/сут	Эффективность ремонта, тыс. руб.	Изменение способа эксплуатации		
	т/сут	м³/сут				Текущий СЭ	Рекомендуемый СЭ	Рекомендация
1596	2,0	53	95,5	2 819,2	-359,5	ЭЦН	ШГН	Менять
1596	1,6	42	95,5	3 058,1	114,2	ШГН	ШГН	Оставить
Итого	-0,4	-11,0	-	238,9	473,7			

Организация структуры взаимодействия служб общества

Решением проблемы существующей на сегодняшний день многоступенчатости взаимодействия различных служб нефтедобывающего предприятия и искажения информации является внедрение единого интерфейса для аппарата управления и цехов добычи (рис. 3). Это позволит значительно сократить временные затраты и повысить оперативность и «прозрачность» принятия управленческих решений по оптимизации работы фонда. (1 день задержки принятия управленческого решения, на примере 49 нерентабельных скважин, приносит 153 тыс. руб. убытков).

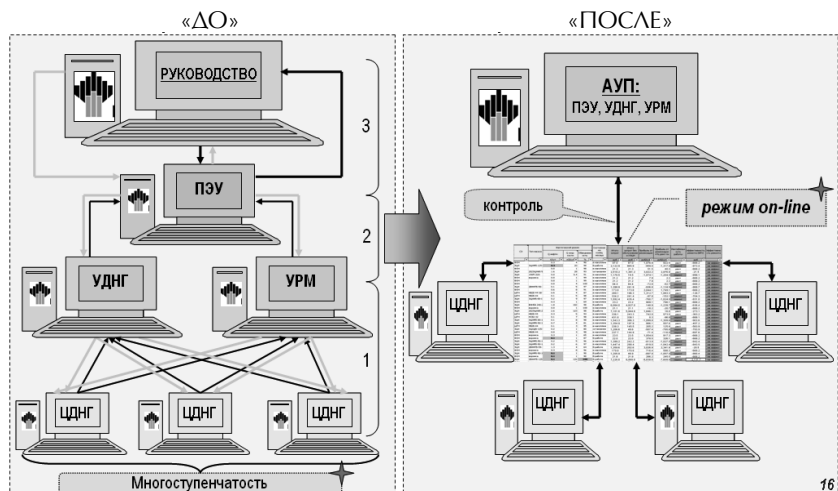


Рис. 3. Структура организации взаимодействия подразделений общества «до» и «после» внедрения модели экономической оценки

С целью рассмотрения возможности дальнейшего внедрения модели в рамках ОАО НК «Роснефть» автоматизацию предложенной методики



предполагается реализовать на основе существующего в Компании программного обеспечения. При этом блок экономических показателей добавляется к сформированному в разрезе каждой скважины отчету технологического режима, который является одним из модулей используемой в ОАО НК «Роснефть» программы «ТИС-Добыча».

Эффект от внедрения модели

Эффект, получаемый от принятия решений, выработанных на основании расчетов в рамках предлагаемой методики — это прямая экономия денежных средств от остановки нерентабельного фонда и отказа от неэффективных текущих ремонтов.

На основании оценки ООО «РН-Пурнефтегаз» по итогам первого квартала 2010 года была рекомендована остановка 49 нерентабельных скважин, отказ от 16 неэффективных планируемых базовых ремонтов. Это позволит, с одной стороны, сэкономить 143 млн руб., что с учетом ожидаемой потери в добыче нефти 23 тыс. тн., непосредственно отразится на сокращении эксплуатационных затрат на добычу 1 тонны нефти с 1699 руб./тн. до 1677 руб./тн., т.е. на 22 руб./тн.

С другой стороны, сопровождающая остановку скважин потеря добычи нефти, с точки зрения выполнения лицензионных обязательств, является негативным фактором для любого нефтедобывающего предприятия. Поэтому высвободившиеся ресурсы предполагается перераспределять на эффективные, экономически обоснованные мероприятия, выявленные на основании результатов расчета согласно предложенной методики. В рассмотренном примере полученную экономию денежных средств (143 млн руб.) предполагается перераспределить на мероприятия по выводу из бездействия (ВБД) и переводу на вышележащий горизонт (ПВАГ), проведение которых (табл.2) принесет предприятию дополнительно в течение года 33 тыс. тн. нефти, в то время как накопленный дисконтированный экономический эффект за 5 лет (NPV) составит 209 млн руб.

Таблица 2

Эффект от перераспределения ресурсов

Показатели	Плановый вариант	ВБД + ПВАГ	Суммарный эффект
Добыча нефти за год, тыс.тн.	21	54	33
Дополнительный NPV за 5 лет, млн. руб.	0	209	209

Выводы

В результате проведенной работы с учётом часто встречающихся недостатков существующих подходов была усовершенствована методика и разработана модель комплексного экономического анализа эффективности работы фонда скважин, в рамках которой получены следующие результаты:

1. Проведена оценка эффективности работы фонда и составлен прогноз выбытия рентабельных скважин в нерентабельные на основании текущего темпа падения добычи нефти, что позволит своевременно провести мероприятия по оптимизации их работы и недопущению выбытия.

2. Автоматизирована оценка экономически-предельных значений технологических параметров по каждой скважине при текущем способе эксплуатации, что



позволит повысить эффективность планирования и проведения текущего ремонта с точки зрения его экономической обоснованности и целесообразности.

3. Предусмотрена возможность повышения эффективности работы скважин в результате оптимизации её параметров при смене способа эксплуатации (перевод ЭЦН-ШГН, ШГН-ЭЦН и т. п.).

4. Предложено усовершенствованию структуры взаимодействия различных служб нефтегазодобывающего предприятия и автоматизации работы в рамках существующего программного обеспечения и разработанной модели, что позволит максимально сократить временные затраты и повысить оперативность принятия управленческих решений по оптимизации фонда скважин.

5. В 1 квартале 2010 года в ООО «РН-Пурнефтегаз» принятые меры по сокращению нерентабельного и низкорентабельного фонда скважин позволят сократить расходы на 143 млн руб., что приведет к снижению эксплуатационных затрат на добычу 1 тонны нефти.

6. Отражена возможность эффективного перераспределения ресурсов на экономически обоснованные мероприятия, что принесет нефтегазодобывающему предприятию дополнительно в течение года 33 тыс.тн. нефти и позволит увеличить денежный поток за 5 лет (NPV) на 209 млн руб.

Разработанная методика прошла экспертизу и была внедрена в ООО «РН-Пурнефтегаз» в 2010 году. Для специалистов производственных цехов был прописан алгоритм работы с моделью и составлен курс обучения. В настоящее время идет подготовка регламентирующих документов и рассматривается возможность централизованного внедрения модели в НК «Роснефть» в 2011 году.

Импортозамещение присадок, улучшающих свойства дизельного топлива Евро, в ОАО «НК НПЗ»

М. М. Волкова

ОАО «НК «Роснефть» — ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»

Проблема экологической безопасности при эксплуатации двигателей внутреннего сгорания требует разработки экологически чистых моторных топлив. Получение дизельных топлив, соответствующих современным требованиям, возможно путем повышения качества нефтепереработки и введения пакета присадок различного назначения.

Качество дизельного топлива, вырабатываемого в России, регламентируется ГОСТ 305–82, а с 2006 года и ГОСТ Р52368–2005, который полностью соответствует европейскому стандарту EN 590 и техническому регламенту «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», принятому в РФ в 2008 году.

Основными поставщиками на российском рынке присадок остаются фирмы BASF, Lubrizol, Clariant, Infineum и конкурируют они, в основном, между собой.

Современные высокооборотные автомобильные дизели требуют топливо с повышенным до 51–55 пунктов значением ЦЧ, в то время как среднее ЦЧ прямогонных газойлей из российских нефтей не превышает 45–47.

Наиболее экономичный сегодня способ повышения ЦЧ топлив — введение в его состав цетаноповышающих присадок (далее ЦПП). Промышленностью, в основном, выпускаются присадки нитратного типа. Наиболее эффективные и стабильные из них содержат в качестве действующего вещества



2-этилгексилнитрат и циклогексилнитрат. В РФ разрешены к применению нитратные присадки Kerobrizole EHN, Paradine-668, DII-3, Dodicet 5073, ADX 743, отечественные присадки Миакрон-2000, Цетамикс и ЦГН.

В ОАО «НК НПЗ» для получения дизельного топлива по ГОСТ Р 52368 вплоть до 2010 года использовалась наиболее эффективная цетаноповышающая присадка фирмы Clariant

- вид 1–350 ppm;
- вид 2–50 ppm;
- вид 3–10 ppm.

Лабораторные испытания проводились в несколько этапов:

1 НАПРАВЛЕНИЕ: замена импортной противоизносной присадки Dodi-lube 4940 на отечественные аналоги Каскад-5 ОАО «НЗМП» (в настоящее время время КОМПЛЕКСАЛ-ЭКО «Д») и Байкат ООО «АЗК и ОС» в пакете с цетаноповышающей присадкой Dodicet 5073. Результаты лабораторных испытаний представлены на рис. 1, 2.

Если рассматривать работу отечественных присадок, то можно сделать следующие выводы:

- 1) изменение цетанового числа образцов дизельного топлива находится на одном уровне как при добавлении пакета Каскад-5 — Dodicet, так и Байкат — Dodicet;
- 2) по смазывающей способности, как видно из рисунка, обе противоизносные присадки работают практически одинаково:
 - при минимальной дозировке показатель «смазывающая способность» не достигает необходимого значения;
 - при средней дозировке необходимая норма (460 мкм) достигается как при добавлении пакета присадок Каскад-5 — Dodicet, так и Байкат — Dodicet;
 - максимальный уровень дозировки обеспечивает необходимый запас по данному показателю для обоих пакетов присадок.

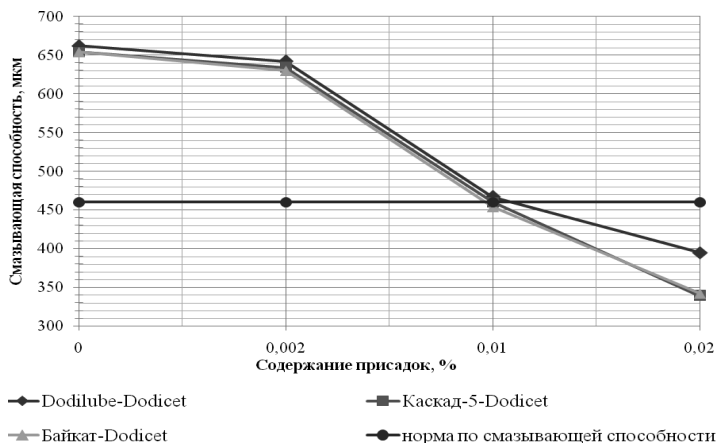


Рис. 1. Сравнительный анализ изменения смазывающей способности дизельного топлива с содержанием серы 50 ppm с различными противоизносными присадками в пакете с цетаноповышающей присадкой Dodicet 5073

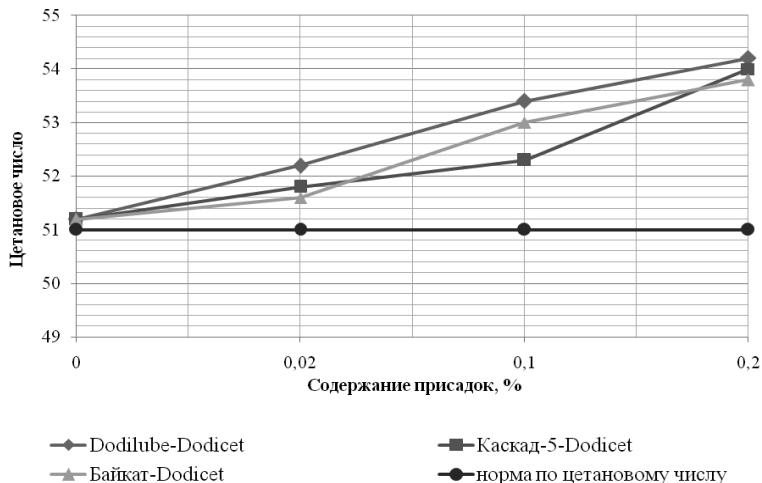


Рис. 2. Сравнительный анализ изменения цетанового числа дизельного топлива с содержанием серы 50 ppm с различными противоизносными присадками в пакете с цетаноповышающей присадкой Dodiciet 5073

2 НАПРАВЛЕНИЕ: определение эффективности различных противоизносных присадок в пакете с отечественной цетаноповышающей присадкой Цетамикс.

На рис. 3, 4 представлен сравнительный анализ изменения смазывающей способности и цетанового числа дизельного топлива при введении различных противоизносных присадок в пакете с цетаноповышающей присадкой Цетамикс.

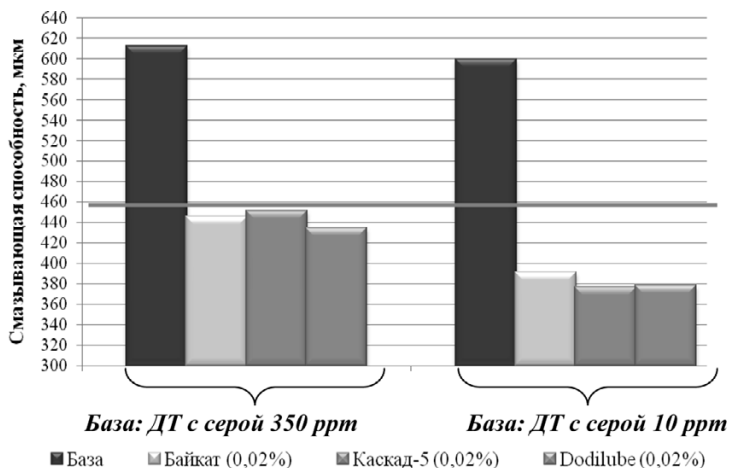


Рис. 3. Сравнительный анализ изменения смазывающей способности дизельного топлива при введении различных противоизносных присадок в пакете с цетаноповышающей присадкой Цетамикс (0,02 %)

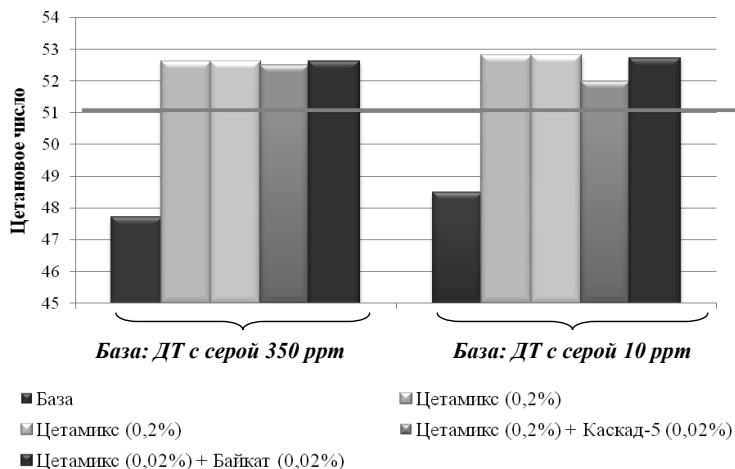


Рис. 4. Сравнительный анализ изменения цетанового числа дизельного топлива при введении различных противоизносных присадок в пакете с цетаноповышающей присадкой Цетамикс (0,02%)

Нужно так же отметить, что все три противоизносные присадки демонстрируют идентичные свойства с цетаноповышающими присадками как импортного, так и отечественного производства.

Изменение цетанового числа при максимальном вовлечении различных пакетов присадок находится в диапазоне от 3,5 до 5 пунктов, что сравнимо с уровнем, демонстрируемой присадками Каскад-5, Байкат и Dodilube 4940 в пакете с цетаноповышающей присадкой Dodicet 5073.

В лаборатории также проведены испытания противоизносных и цетаноповышающих присадок Миксент Русской инженерной компании. Результаты испытаний данных присадок представлены в табл. 1.

Противоизносная присадка Миксент-2030 по своим функциональным способностям при максимальной ее дозировке 0,02% в ДТ с различным содержанием серы показала положительные результаты и не уступает присадке «Dodilub 4940».

Цетаноповышающая присадка Миксент-2000 при концентрации 0,1% в базовом ДТ дает прирост цетанового числа 3,4 пункта. Аналогичная присадка фирмы Clariant Dodicet 5073 достигает подобного значения (3 пункта) при ее концентрации в базовом топливе 0,2% (образец 2^р). Следует также отметить, что цетаноповышающая присадка незначительно снижает противоизносные свойства ДТ (до 20 мкм).

Исходя из количества вырабатываемого в ОАО «НК НПЗ» дизельного топлива, был произведен расчет экономического эффекта замены импортных присадок на отечественные.

Расчеты показали, что использование отечественных присадок позволит получить существенную экономию по сравнению с импортными, хотя одна из отечественных цетаноповышающих присадок (Миксент-2000), при дозировке, рекомендуемой производителями, с экономической точки зрения существенно проигрывает.



Таблица 1
Результаты испытания цетаноповышающей и противозносной присадок Миксент-2000 и Миксент-2030

Наименование компонентов	Состав образцов, % масс												Обр № 3 ^в
	База № 1	обр № 1 ^а	Обр № 1 ^б	База № 2	Обр № 2 ^а	Обр № 2 ^б	Обр № 2 ^в	Обр № 2 ^г	База № 3	Обр № 3 ^а	Обр № 3 ^б	Обр № 3 ^в	
2,4-б/з ΔТ г/о	100%	база № 1 до 100%	база № 1 до 100%	100%	база № 2 до 100%	база № 2 до 100%	база № 2 до 100%	база № 2 до 100%	–	база № 3 до 100%	база № 3 до 100%	база № 3 до 100%	
«Парекс» ΔТ г/о	–	100%	100%	–	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
Миксент-2030	–	0,02	0,02	–	0,02	0,02	–	–	–	0,02	0,02	–	
Миксент-2000	–	–	0,1	–	–	0,1	–	–	–	–	0,1	–	
Dodilub 4940	–	–	–	–	–	–	–	0,02	–	–	–	0,02	
Dodilcet 5073	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Наименование показателей	Качество образцов												
Содержание серы, ppm	500	500	500	50	50	50	50	50	50	10	10	10	
Смазывающая способность: скорректированный диаметр пятна износа при 60° С, мкм	563	362	384	603	390	406	387	396	676	456	475	453	
Изменение смазывающей способности, Δ, мкм	–	201	179	–	213	197	216	207	–	220	201	223	
Цетановое число, п.п.	46,7	–	53,3	51,9	–	55,3	–	54,9	48,7	–	52,9	–	
Изменение цетанового числа, D	–	–	6,6	–	–	3,4	–	3,0	–	–	4,2	–	



Следует заметить, что ООО «Новокуйбышевский завод масел и присадок» в течение 2010 года провел работы по модернизации технологии получения противоизносной присадки Каскад-5 (КОМПЛЕКСАЛ-ЭКО «Д») и на сегодняшний день получены разрешительные документы для использования данной противоизносной присадки в ОАО «НК НПЗ» для получения дизельных топлив ЕВРО.

Исходя из вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

- противоизносные и цетаноповышающие присадки отечественного производства демонстрируют идентичные свойства, как по улучшению смазывающей способности, так и по приросту цетанового числа дизельного топлива на уровне с импортными присадками;
- по сравнению с импортными присадками применение отечественных аналогов позволит получить существенную экономию;
- из всех рассмотренных присадок отечественного производства наиболее экономически выгодным будет использование присадок: Байкат, КОМПЛЕКСАЛ-ЭКО «Д», Цетамикс;
- по проведенным испытаниям в условиях ОАО «НК НПЗ» наибольшую эффективность, как отдельно, так и в пакете показали присадки: противоизносная — Байкат, цетаноповышающая — Цетамикс.

Технологическое развитие дожимного комплекса месторождений, находящихся на завершающем этапе разработки, на примере дожимной компрессорной станции Вуктыльского ГПУ

М. А. Воронцов, С. С. Сальников
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

В настоящее время ряд месторождений ОАО «Газпром» находятся на завершающем этапе разработки. Дальнейшее извлечение запасов природного газа непосредственно связано с осуществлением технологического развития дожимных компрессорных станций (ДКС).

ДКС являются важными технологическими объектами, обеспечивающими взаимодействие добычных комплексов с газотранспортной системой, т. к. с их помощью на промыслах осуществляют компримирование природного газа для последующей подачи в магистральные газопроводы.

Технологическое развитие ДКС осуществляется в течение всего периода её эксплуатации. Это обусловлено непрерывным снижением давления на входе станции при необходимости обеспечения постоянного выходного давления и является необходимым для обеспечения проектных показателей режимов работы промысла.

Технологическое развитие предполагает проведение модернизации или осуществление замены оборудования с целью обеспечения соответствия его характеристик фактическим режимам работы. Выбор оптимального варианта технологического развития ДКС является сложной вариационной задачей, в результате решения которой должно быть обеспечено продление срока рентабельной добычи.



К настоящему времени хорошо изучен вопрос технологического развития ДКС в период постоянной добычи, и существуют технические решения, хорошо зарекомендовавшие себя на практике.

Для рассматриваемого нами периода эксплуатации месторождений характерны существенные отличия, из-за которых эффективность применения существующих решений сомнительна:

1. Более сложные условия работы, обусловленные одновременным уменьшением отборов природного газа из месторождения и «падением» пластового давления. Это, в свою очередь, приводит к непрерывному снижению как значения давления газа на входе в КС, так и её производительности, и суммарной потребляемой мощности, что в результате приводит к избытку установленных мощностей.

2. Моральный и физический износ установленного оборудования, которое на рассматриваемых объектах находится в эксплуатации более 20 лет. Следствием этого является снижение его технического состояния и несоответствие требованиям современных стандартов.

Таким образом, обеспечение эффективности технологического развития ДКС месторождений на завершающем этапе разработки осложняется:

- снижением объёма полезной продукции и, как следствие, выручки от её реализации;
- появлением дополнительных затрат на вывод из эксплуатации высвобождающихся мощностей и осуществление работ, связанных с приведением систем и оборудования ДКС в соответствие с современными требованиями.

Рассмотренные обстоятельства указывают на необходимость проведения дополнительных исследований с целью определения оптимального варианта технологического развития ДКС.

Данное исследование было проведено на примере ДКС Вуктыльского ГПУ. На этой ДКС осуществляется компримирование газа, поступающего с Вуктыльского месторождения для последующей его подачи на Сосногорский газоперерабатывающий завод (СГПЗ).

Для данного технологического объекта характерны все вышеуказанные особенности и проблемы:

1. Компрессорный период эксплуатации месторождения «Вуктыл» начался в 1982 г. с ввода ДКЛ-1. По мере разработки месторождения в период с 1985–1987 гг. были введены в эксплуатацию компрессорные цеха ДКЛ-2 и ДКЛ-3. Таким образом, к настоящему моменту срок эксплуатации установленного оборудования составляет 23–28 лет и, соответственно, оно морально и физически изношено.

2. В настоящее время на ДКС установлено 30 газоперекачивающих агрегатов (ГПА), суммарная установленная мощность которых составляет 187 МВт. Компримирование газа на ДКС осуществляется по схеме 8х1 (8 ступеней сжатия по одному рабочему агрегату в каждой ступени). Следовательно, для осуществления технологического процесса применяются только 16 из 30 установленных ГПА, что соответствует использованию 50% суммарной установленной мощности (≈ 90 МВт неиспользуемых мощностей).

3. В настоящее время Вуктыльское месторождение находится на завершающей стадии разработки и в соответствии с проектными показателями за период 2009–2024 гг. производительность ДКС снизится на 70%, а входное давление на 40%.



В результате анализа перспективных режимов работы ДКС в период 2009–2024 гг. установлено, что с начала 2017 г. проектное значение давления на стороне нагнетания ДКС не будет обеспечено, что приведёт к срыву программы поставок сырья на СГПЗ. Следовательно, для обеспечения проектных режимов работы станции необходимо проведение технологического развития газоперекачивающего оборудования ДКС.

Были рассмотрены три основных направления:

- замена сменных проточных частей (СПЧ) с сохранением существующих корпусов центробежных компрессоров (ЦБК);
- замена существующих ЦБК при сохранении работающих на станции ГДА;
- применение блочных ГПА: поршневых, газотурбинных и комбинированных (поршневой компрессор с приводом от газотурбинного двигателя).

Существует множество вариантов реализации каждого из обозначенных направлений, различающихся параметрами схем компримирования (количество ступеней, наличие и параметры работы межступенчатого охлаждения) и значением единичной мощности применяемых ГПА. Учитывая существование большого количества возможных вариантов, а также необходимость проведения многокритериальной оптимизации для определения наилучшего, был разработан комплекс программного обеспечения (ПО), позволяющий автоматизировать и интенсифицировать процесс вычислений.

Разработка ПО осуществлена на базе программного комплекса COMPTTEST, ранее созданного в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (автор COMPTTEST Шинтяпин Р. В.).

Для обеспечения однозначности сопоставления вариантов, рассмотренных в рамках различных направлений технологического развития, была разработана Комплексная система оценки эффективности работы ДКС, которая была включена в состав ПО в качестве отдельного модуля.

По результатам выполненных исследований сделаны следующие выводы:

- проведение технологического развития ДКС Вуктыльского ГПУ позволит предотвратить снижение объёмов добычи природного газа в период 2017–2024 гг. в объёме 9244,5 млн м³;
- рассмотренные направления при современных экономических условиях (соотношение цен товарного и топливного газа, величина платы за вредные выбросы) характеризуются близкими значениями показателей эффективности (индекс доходности, срок окупаемости);
- с учётом близких показателей экономической эффективности, а также наличия обширного опыта применения СПЧ, для технологического развития ДКС Вуктыльского ГПУ, был рекомендован вариант предусматривающий замену установленных низконапорных СПЧ (отношение давлений 1,15 - 1,35) на современные высоконапорные (отношение давлений 3,0 - 3,5), при этом сокращается количество ступеней сжатия с существующих 8-ми до 3-ёх;
- применение блочных ГПА позволяет обеспечить лучшие экологические показатели работы ДКС и сократить расход топливно-энергетических ресурсов: сокращение расхода топливного газа составит 20–60% по сравнению с вариантами замены СПЧ и ЦБК в зависимости от типов применяемых ГПА;



- применение блочных ГПА для технологического развития ДКС месторождений, находящихся на завершающем этапе разработки, является перспективным направлением, с учётом тенденции повышения стоимости топливно-энергетических ресурсов и повышения платы за выбросы загрязняющих веществ;
- полученные результаты представляют интерес для добывающих обществ ОАО «Газпром», осуществляющих эксплуатацию добычных комплексов на месторождениях, находящихся на завершающем этапе разработки, таких как ООО «Газпром переработка», ООО «Газпром Добыча Надым», ООО «Газпром Добыча Ноябрьск», ООО «Газпром Добыча Уренгой»;
- разработанные методика исследования и программный комплекс могут быть применены для мониторинга эффективности работы ДКС добычных комплексов обществ ОАО «Газпром», а также для определения оптимальных вариантов и сроков осуществления их технологического развития.

Универсальная автоматизированная система приема и декодирования кода «Манчестер» (гидравлический, электромагнитный и кабельный канал связи) с глубинных блоков предприятий ТЭК

Д. В. Голубенко

Филиал «Центр горизонтального бурения» ООО «Газпромбурение»

Бурение, геофизическое исследование скважин являются дорогостоящими технологическими процессами, связанными с использованием глубинных измерительных блоков. Управление процессом бурения строится на данных, полученных с глубинных блоков телеметрических систем. Показания геофизического оборудования позволяет оценить состояние скважины. И в первом, и во втором случае предприятие ТЭК заинтересовано в получении достоверных данных с забоя при повышенной частоте. Решение проблемы по получению достоверных данных усложняется наличием помех и несовершенством линии связи, что приводит к искажению передаваемых данных.

Существующие на сегодняшний день системы декодирования и обработки сигналов построены на восстановлении формы цифровых импульсов. Простейшие схемотехнические решения с использованием компараторов и аналоговых фильтров, а так же ресурсоемкие методы частичных деконволюций импульсного отклика восстанавливают цифровые импульсы, при этом не позволяют добиться требуемой для решаемой задачи помехозащищенности. Встает вопрос о разработке системы, способной повысить достоверность декодированных данных, с возможностью восстановления сигнала, искаженного локальной помехой. Трудности, обусловленные наличием помех, преодолеваются путем привлечения математических методов теории нечетких множеств, нейронных сетей и статистических методов. Целью данной работы является разработка системы, позволяющей повысить надежность приема данных с глубинных блоков при этом быть максимально универсальной, что позволит работать с любым каналом связи, используемым предприятиями ТЭК.



Основопологающим при разработке системы повышения достоверности данных являются методы распознавания образов и классификации, основанные на использовании нечеткой логики и нейронных сетей.

Проведя анализ разнотипных нейронных структур, в качестве классификатора использовали сеть встречного распространения. Достоинством данной сети является способность обобщать с получением правильного выхода при неполном входном векторе, т. е. векторе, содержащем помеху. Для определения принадлежности одному из классов, необходимо определить их центры. Для каждого кластера центр рассчитываем, используя метод нечетких s -средних. Построенный нейросетевой классификатор использует в качестве обучающей выборки фиксированную последовательность данных (заранее известный набор 0 и 1), передаваемых в момент запуска глубинного блока. Далее на вход подается блок текущих входных данных, снимаемых непосредственно с датчиков прибора. Для каждого класса построена функция принадлежности (основанная на мере близости), которая и устанавливает принадлежность классу.

Если мера близости L данного объекта ω с каким-либо классом S_j , $i = 1, \dots, m$, превышает меру его близости с другими классами, то принимается решение о принадлежности этого объекта классу S_j , $\omega \in S_j$ если

$$L(\omega, S_i) \text{extr} L(\omega, S_j), j = 1, \dots, m, i \neq j.$$

При использовании детерминированных признаков, в качестве меры близости берут среднеквадратическое расстояние между данными объектами ω и совокупностью объектов $\{\omega_{i1}, \dots, \omega_{ik1}\}$, представляющих S_i :

$$L(\omega, S_i) = \sqrt{k_i^{-1} \sum_{n=1}^{k_i} d^2(\omega, \omega_{gn})},$$

где $d(\omega, \omega_{gn})$ — расстояние между объектами ω и ω_{gn} .

При высоком уровне помехи с частотой, близкой к информационному сигналу, полностью помеху отфильтровать невозможно. Следовательно, данные, лежащие в центре классов, искажены помехой, что не мешает корректной классификации, в силу того, что текущие данные соотносятся не с идеальными классами, а с классами, полученными во время обучения, так же искаженными помехой.

Наряду с классификацией разработана методика, позволяющая, восстанавливать до 1,5 бит данных, искаженных локальной помехой. Рассмотрим два случая искажения бита данных: начала и конца. При восстановлении начала данных предпочтительнее использовать метод экстраполяции функции с учетом углового расстояния, при восстановлении окончания битов данных — метод, основанный на свойствах монотонности и выпуклости (вогнутости) функции. При проверке данных на наличие «битых» данных используется бит четности, который позволяет определить, что один или более бит данных неверно декодированы, уточнить какой именно не может. Эту проблему позволяет решить система распознавания, с ограничением до одного искаженного бита, т. е. неверно декодированный бит с минимальной мерой принадлежности.

Описанные алгоритмы являются ресурсоемкими, но использование высокоскоростных вычислительных блоков совместно с современными средств-



вами разработки, позволяет работать в реальном времени. Использование программируемых логических интегральных схем (ПЛИС) и цифровых сигнальных процессоров позволяет распараллелить алгоритмы, а также разделить между блоками линейные (ПЛИС) и итерационные (процессор) алгоритмы. Каждый из каналов связи требует для себя отдельного аналогового блока с возможностью автоматической подстройки частоты пропускания фильтров. Аналоговый блок изготавливается как сменный, но универсальный, например, для разной скорости передачи данных по геофизическому кабелю, происходит программная установка соответствующих параметров фильтра.

Для каждого прибора программное обеспечение индивидуально и разрабатывается производителем глубинного блока. Совместно с разработанной системой будет поставляться интерфейс связи с оборудованием, включающий USB драйвера. Структурная схема системы представлена на рис. 1.

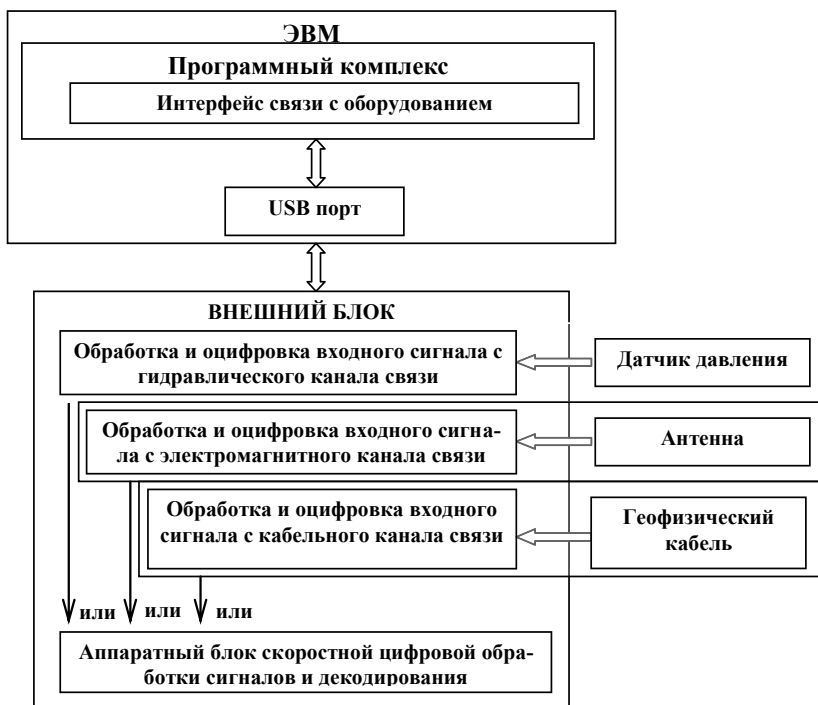


Рис. 1. Структурная схема разработанной системы

При рассмотрении данной проблемы решены следующие задачи:

- разработана система классификации декодированных данных с помехой на основе нейронной сети и нечеткой логики;
- разработана методика восстановления участка сигнала искаженного локальной помехой;
- спроектирована система повышения достоверности декодированных данных.



Таким образом, удалось создать универсальный алгоритм декодирования кода «Манчестер» и аппаратную часть, позволяющую данный алгоритм реализовать. Это позволит разработчикам глубинных блоков предприятий ТЭК, сосредоточить свое внимание, на непосредственной задаче, не отвлекаясь на проектирование наземного оборудования. Стоит отметить, что получаемая прирбыль индивидуальна для каждого предприятия, но разрабатываемая система позволит уменьшить время выхода на рынок, что позволит повысить конкурентоспособность разрабатываемого изделия.

Сравнительный анализ работы долот Ø215,9 мм и Ø220,7 мм, пути повышения механической скорости проходки за счет реализации гидравлической программы

Д.Ю.Гришин

ЗСФ ООО «Буровая компания «Евразия», ЭГЭБ-2

В настоящее время силами буровых бригад ведутся работы на месторождениях: Урьевское, Поточное, Кечимовское, Покачевское, Пякяхинское и др. Основным типоразмером применяемых долот РДС на всех вышеуказанных месторождениях являются БИТ 215,9 ВТ 613 и 215,9 FD 366 SM-A59, за исключением Пякяхинского, Ванкорского и Вынгапуровского – здесь применяются БИТ 220,7 ВТ 613. В 2010 году планируется к закупке еще несколько типов долот диаметрами 215,9 и 220,7 мм.

Актуальность данного вопроса заключается в том, что требования Заказчика ужесточаются с каждым днем, в том числе и к гидравлике. Гидравлическая программа позволяет разрабатывать технологии промывки скважины, обеспечивающие максимальную загрузку забойных двигателей, и буровых насосов, реализацию максимальной гидравлической мощности на долоте, эффективный транспорт выбуренной породы. Оптимизация процесса промывки скважины производится с целью получения хорошей очистки забоя от выбуренной породы при условии создания максимальной гидравлической мощности на долоте и достижения максимальной силы удара струи о забой. Необходимо оперативно реагировать на новые требования, выдвигаемые Заказчиком, так как это гарантирует нам сохранение объемов работы для того или иного добывающего предприятия.

Цель работы заключается в определении необходимых гидравлических параметров, позволяющих оптимизировать процесс промывки скважины. Все расчеты производились с помощью программного продукта Landmark Wellplan.

Расчет и анализ гидравлической составляющей применяемых долот

Для анализа работы сделаем выборку долот, состоящих из следующих типов:

1. БИТ 215,9 ВТ 613
2. БИТ 215,9 ВТ 416 У
3. 215,9 FD 368 SM – А59



4. 215,9 FD 368 SM – A103
5. БИТ 220,7 ВТ 613
6. БИТ 220,7 ВТ 416 У
7. 220,7 FD 368 SM – A80

Расчеты основывались на принципе сохранения прочих равных условий (реология и плотность промывочных жидкостей, КНБК, конструкция ствола, расход раствора) и изменении только типоразмера долота и его параметров.

Из произведенных расчетов наблюдаются разные механические скорости, показываются не только по причине конструктивных особенностей долот, но из-за отличия гидравлической мощности и других параметров. Так же примечателен тот факт, что для одинаковых по конструкции долот, но разного диаметра, давление на стояке в конце интервала отличается на 8–10 %.

Расчетный параметр удельной гидравлической мощности на 1 см² площади поперечного сечения промывочных отверстий на уровне, далеком от идеального: 0,09–0,20 кВт/см². Оптимальным значением данного параметра являются близкие к значению 0,5 кВт/см².

Далее проанализируем, насколько отличается механические скорости бурения (табл. 1).

На Урьевском (ЛНГ) месторождении хорошо себя зарекомендовали долота БИТ, показывая превосходные скорости. Не возникает и осложнений ствола скважины. Месторождения ЛНГ не учитываются в анализе, так как на месторождениях данного ТПП отработывались 220,7 мм долота, но слишком мало статистического материала.

Таблица 1

Работа различных типоразмеров долот по заказчикам

Типоразмер долота	ННГ	ПНГ	ЛНГ	РИТЭК	ЯНГ
215,9 FD-368SM-A59	–	13.1	18.1	21.8	–
215,9 FD-368SM-A103	–	–	–	23.5	–
БИТ-215,9 ВТ416У	–	19.1	29.0	–	–
БИТ-215,9 ВТ 613	–	19.5	26.5	–	–
220,7 FD 368 МН — А80	–	–	–	–	–
БИТ 220,7 ВТ613	19.3	–	–	–	
БИТ 220,7 ВТ416У	22.6	21.9	–	–	23.9

Примечание. Данные усреднены по показателям работы долот за 2009–2010 гг.

Из произведенных расчетов и значения механических скоростей видно, что 220,7 мм долота на месторождениях ТПП ПНГ показывают большую ско-



рость проходки, чем 215,9 мм, имея при этом меньшую гидравлическую мощность на долоте и давление на стояке в конце интервала.

Из приведенных доводов можно сделать вывод, что 220,7 мм долота обладают потенциалом увеличения механической скорости бурения по сравнению с 215,9 мм долотами. Объясняется это следующим образом. Увеличение диаметра долота ведет к увеличению затрубного пространства (разница между диаметром ствола скважины и диаметром КНБК и буровой колонны). За счет этого скорость течения жидкости в затрубном пространстве ниже, соответственно, гидравлические потери на движение жидкости в затрубье ниже, отсюда уменьшение давления на стояке в конце интервала.

Увеличение диаметра применяемых долот позволит не только увеличить скорость проходки, но и сведет к минимуму, и даже исключит все осложнения ствола скважины, связанные с бурением «коротких» кондукторов, таких как трудности со спуском 146 мм обсадных колонн.

Как показал опыт бурения скважины 309 на кусте 10 Г Пякяхинского месторождения, оптимизация гидравлической программы бурения под эксплуатационную колонну привела к увеличению механической скорости проходки до 33,8 м/ч. При этом расчетное рабочее давление на стояке соответствовало фактическому, и было равно 170 атм. При этом остановок на ремонт гидравлического оборудования не было. Ниже приведен расчет по оптимизации гидравлической мощности на долоте для скважины 309 куста 10 Г Пякяхинского месторождения.

Приведенные выше доводы позволяют сделать вывод о том, что необходимо применить долота диаметром 220,7 мм на месторождениях ТПП ПНГ для:

- реализации потенциала по гидравлической мощности;
- сведения к минимуму вероятности возникновения осложнений из-за неустойчивости горных пород при строительстве скважин с «короткими» кондукторами
- увеличения механической скорости проходки.

Реализация гидравлического потенциала долота БИТ 220,7 ВТ 416 У

Как показано из предыдущего расчета, разница в гидравлической мощности между долотом с насадками в стандартной комплектации и с измененными насадками равна 80%. Получается, что порядка 80% гидравлической мощности на долоте просто не используется. Но есть и обратная сторона медали — повышение давления на стояке. Этот фактор может привести к преждевременному выходу из строя гидравлического оборудования. Поэтому при оптимизации гидравлики необходимо понимать, что если у нас увеличится время ремонтных и количество истраченных ЗИП к насосу и оснастке буровой установки, выигрыш от увеличения механической скорости бурения может свестись к нулю. Поэтому в данной работе мы постараемся использовать тот потенциал, который у нас имеется в данный момент.

При бурении долотами диаметром 215,9 мм расчетное давление на стояке равно 13,6443 МПа, для долот диаметром 220,7 мм — 12,0366 МПа. Таким образом у нас есть дифференциальное давление, при котором не возникает дополнительной потребности в ремонтных работах. Поэтому ставится цель — реализовать это «безопасное» дифференциальное давление в изменение гидравлической мощности. Производим расчет.



Таблица 2

Результаты расчета гидравлики для приведения давления на стояке к 13,5 МПа

Тип долота и производитель	БИТ220,7 ВТ416У
Количество и диаметр насадок	6 насадок по 11,1 мм
Общая площадь насадок, см ²	5,806
Потери давления на долоте, МПа	1,8511
Гидравлическая мощность, кВт	59,26
Сила воздействия, Н	1940,0
Общи потери давления, МПа	13,5075
Скорость истечения ж-ти через насадки долота, м/с	55,11
Потери давления на долоте, %	13,70
Гидравлическая мощность струи на площадь, кВт/см ²	0,15
Эквивалентная плотность раствора, г/см ³	1,172

Как видно из табл. 2, значение гидравлической мощности возросло на 71,37 % и равно 59,26 кВт, а удельная мощность на единицу площади поперечного сечения насадок до 0,15 кВт/см².

У нас есть значения механических скоростей для стандартной и оптимальной мощностей. Предположив, что функция зависимости скорости проходки от гидравлической мощности имеет линейный характер, мы сможем спрогнозировать значение механической скорости бурения для полученной нами мощности (рис. 1).

Из графика находим значение механической скорости для значения мощности 59,26 — оно равно 25,0 м/ч. Таким образом, не увеличивая давления на стояке, мы сможем увеличить скорость проходки на 14 %, результатом этого увеличения будет более быстро пробуренная секция 220,7 мм без шанса для возникновения осложнения ствола скважины в интервале неустойчивых глин.

Прогнозируемый экономический эффект

Произведенный прогноз увеличения механической скорости относителен и не может служить точным определением сокращения эксплуатационных затрат. Однако, эффект от внедрения оптимизации гидравлической мощности очевиден. При наличии информации об изменении межремонтного периода гидравлического оборудования буровой установки можно будет оценить и возможный эффект от использования долота 220,7 мм с другими насадками, но и вычислить насколько влияет увеличение давления на стояке. Из опыта бурения скважины 309 куста 10 Г Пяяхинского месторождения увеличение механической скорости бурения позволило быть конкурентно способным в области отработки долот по сравнению с отработкой долот компании Baker Hughes. Ниже приведены расчеты, подтверждающие эффективность реализации гидравлической программы.

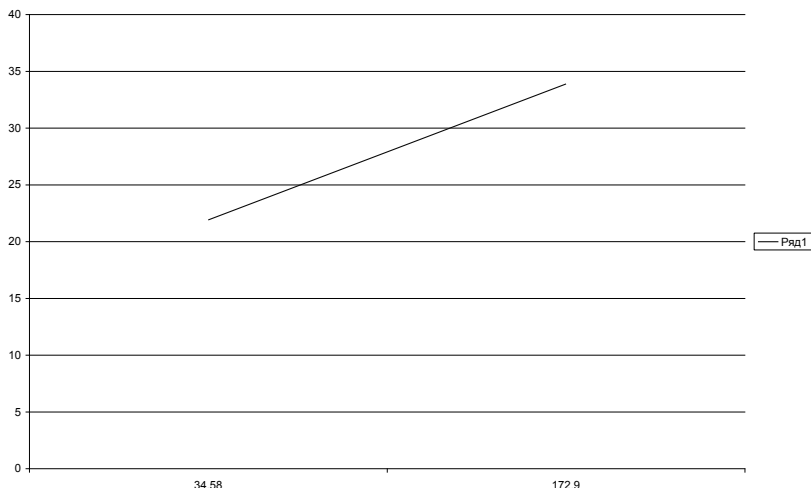


Рис. 1. Зависимость механической скорости проходки от гидравлической мощности

Бр. Голуб скв № 309 куст 10 г.

Примечание

Дата	Глубина (м)	Диаметр (мм)	Скорость (м/ч)	Мощность (кВт)	Скорость (м/мин)	Примечание
11.12.10	1695	2010	315	10.33	30.49	PDC 220,7 ВТ416У № 2949
12.12.10	2010	2481	471	12.92	36.46	4x7,9; 2x9,5
			786	23.25	33.81	

БИТ 220,7 № 2949 — (0,25 м);+ПМ 117/117 № 6166 (0,3 м.);+БГ-178 (1,25°)
№ 91 — (9,3 м);+Пер. клапан 147/147

УБТ 171 — (9,43 м); +ЗТС 171 — (15,0 м); +Пер. 133/147 — (0,4 м);+ ТБПК 127

куст № 8 скв 306 Орешин Е. А.

Примечание

Дата	Глубина (м)	Диаметр (мм)	Скорость (м/ч)	Мощность (кВт)	Скорость (м/мин)	Примечание
25.12.09	1616	1900	284	7.2	39.44	Вакер Hughes
26.12.09	1900	2312	412	12	34.33	
27.12.09	2312	2501	189	8.5	22.24	
			885	27.7	31.95	

QDШ219,1–0,25 м + МХ1L6 3/4ND6 угол-1,30° (9,65 м.);+ПК171–0,5 м+УБТС171–9,4 м.+ЗТС172–15 м.+ост ТБПК 127*9,19

Эффективность реализации гидравлической программы доказана на примере пока одной скважины, но с учетом роста требований со стороны ЯНГ реализация продолжится на протяжении бурения всех остальных скважин куста 10 Г.



Заключение

Оптимизация гидравлики, составление гидравлической программы на бурение с последующей реализацией расчетов на производстве позволяет обеспечить безаварийную, быструю, качественную проводку ствола скважины. Следует учесть тот факт, что гидравлическая мощность так же положительно сказывается на качестве очистки забоя от выбуренной породы. Оптимизацию гидравлики стоит и дальше продолжать на скважинах Пякяхинского месторождения для того, чтобы показать заказчику, что наши методы обработки долот не хуже, чем в других иностранных компаниях.

Рационализаторское предложение, описанное в данной работе, заключается в замене долот диаметром 215,9 мм на долота диаметром 220,7 мм, с рассчитанной площадью поперечного сечения насадок для приведения давления на стояке к исходному (при использовании долот 215,9 мм). Увеличение механической скорости бурения позволит поднять на другой уровень такой показатель как наработка на одну буровую бригаду.

Разработка предложений по реализации мероприятий, направленных на увеличение выработки дизельного топлива со сверхнизким содержанием серы

М. В. Москалев, О. С. Гришина

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»

В последнее время разработка и применение экологически чистых видов топлив является одним из основных вопросов на повестке дня во всем мире. В Европе переход на дизельное топливо с содержанием серы 50 ppm стал обязательным в 2005 году, в 2008–2009 гг. произошел переход к содержанию серы, равному 10 ppm. С 2009 года весь дизельный транспорт в странах ЕС переведен на дизельное топливо с практически нулевым содержанием серы — NZSD. В результате экспортный рынок сбыта дизельного топлива с серой 50 ppmw сократился до нуля. Дополнительно выдвинут комплекс требований к содержанию полициклических ароматических углеводородов, плотности, температуре выкипания 95 % об. фракции, цетановому числу.

Ужесточение требований к качеству дизельных топлив в последние годы происходит также и в Российской Федерации. Утвержденный ППРФ от 27.02.2008 г. технический регламент № 118 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту» в ред. № 1076 от 30.12.2008, также предусматривает повышение качества российских дизельных топлив до европейского уровня. Согласно этому документу предусмотрено три класса дизельного топлива, соответствующего европейским нормам (классы 3,4,5), зависящие от содержания серы, которое должно быть не более 350 мг/кг для класса-3, не более 50 мг/кг для класса-4 и не более 10 мг/кг класса-5. Содержание полициклических



ароматических углеводородов нормируется на уровне 11 % масс. Дополнительно регламентируются показатели по, температуре выкипания 95 % об. (не более 360 °С) при сохранении высокого значения цетанового числа (не менее 51).

В настоящее время ограничение на содержание серы в дизельном топливе, используемом для внутреннего потребления в России и странах СНГ, находится на уровне 2000 ppm и 350 ppm. При этом переход до уровня 50 ppm предполагается в 2012 году, а дальнейшее снижение до уровня 10 ppm — в 2015 году. Однако нефтеперерабатывающая промышленность России при этом должна соответствовать растущему спросу на российское дизельное топливо в европейских странах — для обеспечения возможности экспорта дизельного топлива в страны Европейского Союза, оно должно соответствовать требованиям стандарта Euro-5.

Таким образом, нефтеперерабатывающая промышленность России находится на пороге эры дизельного топлива с ультранизким содержанием серы, и многие нефтеперерабатывающие предприятия должны адаптировать работу своих установок гидроочистки таким образом, чтобы они соответствовали новой ситуации. Определяющими факторами при проведении такой адаптации являются применение современных технологий катализа, использование дополнительных объемов катализаторов, усовершенствование процесса обработки и контроля качества, а также оптимизация исходного сырья.

Влияние компонентного состава сырьевой дизельной фракции на активность катализатора KF-757 и возможность получения гидроочищенного продукта с содержанием серы от 350 до 10 ppm

На пилотной установке ИО ЦЗЛ изучено влияние «длинного хвоста» (углеводородов фракционного состава 90%-КК) дизельного топлива, полученного в атмосферной колонне, на степень гидрообессеривания. Для испытаний были использованы два топлива:

- смесь 1:1 I дизельного топлива и II дизельного топлива — **смесь 1**;
- смесь 1:1 I дизельного топлива и вакуумного дизельного топлива — **смесь 2**.

Гидроочистку дизельных топлив проводили на катализаторе KF-757. Сульфидирование проводили диметилдисульфидом, который подавался в прямоегонное дизельное топливо, по методике, аналогичной пуску катализаторов на промышленных установках. Давление в реакторе 3,5 МПа, объемная скорость подачи сырья 2 час⁻¹, кратность ВСГ/сырьё 160 нм³/м³.

Пилотные испытания показали, что при гидроочистке дизельного топлива, полученного смешением I и II дизельных фракций атмосферной колонны со стандартной температурой выкипания 96 % при 360 °С, при температуре гидроочистки 340–350 °С содержание серы ниже, чем для топлива, полученного смешением дизельных фракций атмосферной и вакуумной колонн. Однако при температуре гидроочистки 360 °С содержание серы в смеси I дизельного топлива и вакуумного дизельного топлива ниже 10 ppm, а в традиционном топливе — 27–30 ppm. Обобщенные данные по гидроочистке дизельных топлив приведены в табл. 1 и на рис. 1.



Таблица 1

Результаты гидроочистки смесевых дизельных топлив

Дата, время	Температура на входе в реактор, °С	Расход ВСГ из реактора, мл/час	Давление в реакторе, кгс/см ²	Объёмная скорость, час ⁻¹	Содержание серы, % масс.	$\rho_{4, 20}^{20}$, кг/м ³	Наименование показателей				
							НК	10% об.	50% об.	90% об.	
Смесевое дизельное топливо атмосферной колонны (I дизельное топливо К-2 — II дизельное топливо К-2; 1:1)											
Пример 1	340	125	35	2	0,89	837	174	206	262	336	358
	340	125	35	2	0,0095	829	181	214	271	340	360
	341	124	35	2	0,0094	829	178	209	270	335	355
Пример 2	350	125	35	2	0,0048						
	350	123	35	2	0,0064	831	176	204	272	337	356
	350	130	35	2	0,0048						
Пример 3	350	127	35	2	0,0031	829	164	208	269	336	354
	351	129	35	2	0,0033						
	350	124	35	2	0,0033						
Пример 3	359	125	35	2	0,0032						
	360	128	35	2	0,0029	829	179	212	268	334	354
	360	128	35	2	0,0028						
Пример 3	361	125	35	2	0,0027						
	360	110	35	2	0,0030						
	360	125	35	2	0,0020	820	171	195	253	324	346
360	125	35	2	0,0030							



Дата, время	Температура на входе в реактор, °С	Расход ВСГ из реактора, нл/час	Давление в реакторе, кгс/см ²	Объёмная скорость, час ⁻¹	Содержание серы, % масс.	ρ_{20}^+ , кг/м ³	Наименование показателей				
							Фракционный состав, °С				
							НК	10% об.	50% об.	90% об.	96% об.
Пример 4	340	127	35	2	1,30	841	175	207	263	326	340
	340	125	35	2	0,0169						
	340	125	35	2	0,0174						
Пример 5	350	125	35	2	0,0045	830	175	207	263	325	341
	350	125	35	2	0,0044	829	175	206	259	323	340
	350	125	35	2	0,0045	830	175	207	263	325	341
Пример 6	350	120	35	2	0,0036	833	174	212	264	323	339
	350	120	35	2	0,0036						
	350	119	35	2	0,0035	834	174	210	267	325	338
Пример 6	360	125	35	2	0,0040						
	360	125	35	2	0,0005	832	174	209	264	322	337
	360	125	35	2	0,0005						
Пример 6	360	125	35	2	0,0009						
	360	125	35	2	0,0009	829	176	202	254	318	335
	360	125	35	2	0,0009						

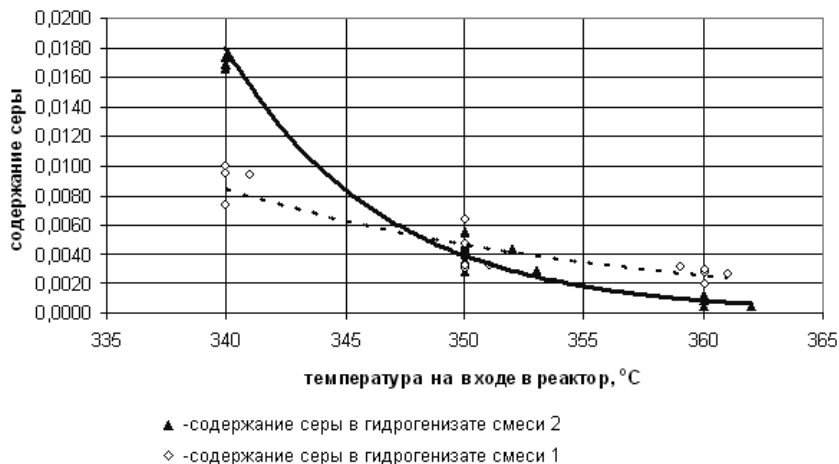


Рис. 1. Зависимость содержания серы в гидрогенерате от температуры входа в реактор

Более высокая степень гидрообессеривания смеси I-го и вакуумного дизельных топлив по сравнению со смесью I-го и II-го дизельных топлив (стандартным дизельным топливом) объясняется различием свойств II-го и вакуумного дизельных топлив, которое связано с условиями их получения. Фракционирование в вакуумной колонне протекает существенно четче, чем в атмосферной колонне. Это объясняется тем, что в верхней секции вакуумной колонны флегмовое число выше, чем в секции фракционирования II-го дизельного топлива атмосферной колонны, и составляет около 8 (против 1,8 в атмосферной колонне). Улучшенное фракционирование вакуумного дизельного топлива позволяет более четко отделить хвостовую фракцию и тем самым удалить из сырья гидроочистки сернистые соединения (замещенные дибензотиофены), в которых сера связана с пространственно затрудненными ароматическими кольцами, а также улучшить низкотемпературные свойства дизельного топлива. Показатели качества II-го дизельного топлива атмосферной колонны и вакуумного дизельного топлива приведены в табл. 2.

Таблица 2

Показатели качества дизельных топлив

Наименование	Плотность при 15 °C, кг/м ³	Температура помутнения, °C	Содержание серы, % масс.	Фракционный состав, °C				
				НК	10%	50%	90%	96%
II-е дизельное топливо	859	+4	1,27	176	250	311	360	–
Вакуумное дизельное топливо	871	–8	1,52	238	258	294	325	336



Таким образом, проведенные эксперименты показывают возможность получения на существующей катализаторной системе установок гидроочистки ЛЧ-24/2000 и Л-24/7 дизельного топлива с содержанием остаточной серы менее 10 ppm без изменения объемной скорости подачи сырья. Однако при этом необходимо вырабатывать на установках АВТ прямогонное дизельное топливо (в т.ч. и вакуумное) с концом кипения (96 %) не выше 340 °С. Это возможно достичь за счет модернизации технологического режима установок АВТ. Суть данной модернизации заключается в том, что в качестве I-го дизельного топлива из атмосферной колонны К-2 выводится фракция с температурой кипения 171–340 °С, а из вакуумной колонны К-5 — фракция вакуумного дизельного топлива с температурой кипения 240–340 °С. Затем полученные в атмосферной и вакуумной колонне дизельные фракции смешивают и направляют на гидроочистку. По линии II-го дизельного топлива атмосферной колонны К-2 выводится фракция атмосферного газойля, которая используется либо в качестве компонента мазута, либо в качестве компонента вакуумного газойля.

Промышленное получение дизельного топлива с содержанием серы менее 10 ppm на примере установки ЛЧ-24/2000

В период с 20.05.2009 по 06.07.2009 на установке ЛЧ-24/2000 был проведен опытно-промышленный пробег по получению гидроочищенного дизельного топлива с содержанием серы менее 10 ppm на существующей катализаторной системе.

С 20.05.2009 установка была переведена на выработку гидрогенизата с содержанием серы до 10 ppm. Производительность установки составила 320 м³/час, температура входа в реактор была увеличена с 351 до 372 °С. В начале периода получения гидрогенизата с содержанием серы до 10 ppm на установку направлялось тяжелое сырье: 90% отгона 335–343 °С, 96% отгона 357–360 °С, состоящее из следующих компонентов:

- смесь I-го и II-го дизельных топлив и дизельного топлива К-5 с установки АВТ-1;
- I-е дизельное топливо с установки АВТ-2;
- смесь I-го дизельного топлива, керосиновой фракции, дизельного топлива К-5 и дизельного топлива Е-25 с установки АВТ-5.

За период эксплуатации установки с 20 мая по 17 июня температура входа в реактор Р-201 была повышена с 372 до 378 °С для сохранения содержания серы в гидрогенизате на уровне 7–9 ppm, что свидетельствовало о быстрой дезактивации катализатора (7 °С/мес.) вследствие использования тяжелого сырья.

С 18 июня, для облегчения сырья установки, из данной смеси исключили II-е дизельное топливо установки АВТ-1, произвели перераспределение выводов первого и второго дизельного топлив на установках АВТ-1,2 с выводом максимально возможного количества I-го дизельного топлива. Такое перераспределение привело к повышению температуры вывода дизельного топлива и повышению температуры сырья на установке ЛЧ-24/2000, что потребовало увеличения объемного расхода сырья на установку с 325 до 335 м³/час для сохранения массовой выработки дизельного топлива с содержанием серы до 10 ppm и повышения температуры входа в реактор на 2 °С.



После облегчения сырья: 90% отгона 319–330 °С, 96% отгона 340–348 °С, содержание серы в гидрогенизате составило 5 ppm. При работе на «облегченном» сырье заметно снизились скорость дезактивации катализатора, составившая около 2,5 °С/мес., а также температурный перепад по реактору Р-201 (с 10 до 5 °С), по всей вероятности за счёт уменьшения полициклических ароматических углеводородов в сырье.

Результаты опытно-промышленного пробега показали возможность получения дизельного топлива с содержанием серы до 10 ppm без снижения производительности установки. Следует отметить, что получение дизельного топлива с содержанием серы до 10 ppm на обычном летнем дизельном топливе (с температурой выкипания 96% 360 °С) приводит к сильной дезактивации катализатора (расчётная скорость дезактивации 8 °С/месяц). Подбор состава сырья для производства дизельного топлива с серой до 10 ppm, не содержащего II-е дизельное топливо, практически не приводит к заметной дезактивации катализатора (2–2,5 °С/месяц) при сохранении загрузки установки близкой к максимальной.

Установка гидроочистки дизельного топлива ЛЧ-24/2000 проработала на «облегченном» сырье (96% — 340 °С) до капитального ремонта, запланированного в ноябре 2009 года, вырабатывая дизельное топливо с содержанием серы менее 10 ppm. На момент останова температура входа в реактор составила 390 °С.

Данная технология получения дизельного топлива с ультранизким содержанием серы может быть внедрена на любом НПЗ, имеющем стандартный набор оборудования, а именно установки АВТ и гидроочистки. Этот способ не требует дополнительного оборудования, а, следовательно, и дополнительных капиталовложений.

Выводы

Исходя из рассмотренных выше аспектов гидроочистки дизельных топлив от серусодержащих соединений, можно выделить несколько факторов, благодаря оптимизации которых возможен перевод существующих установок на выработку дизельного топлива с содержанием серы до 10 ppm:

1. Подбор оптимального состава сырья путем исключения тех или иных фракций дизельного топлива, для которого возможна гидроочистка на уже существующих установках без реконструкции последних (удаление из состава сырья фракций вторичной переработки; уменьшение в сырье объемной доли фракции, выкипающей свыше 340 °С, вплоть до её полного исключения).

2. Модернизация установки за счет подбора специальной катализаторной системы и увеличения парциального давления водородсодержащего газа.

3. Уменьшение объемной скорости очищаемого сырья либо путем сокращения расхода сырья на установку, либо увеличением объема катализатора путем монтажа реакторов большего объема.

4. Увеличение давления на реакторном блоке также позволяет увеличить степень обессеривания дизельного топлива, однако потребует инвестиций для модернизации существующего оборудования.

Из рассматриваемых мероприятий, наименее затратным, с экономической точки зрения, и наиболее быстро реализуемым является мероприя-



тие, направленное на подбор оптимального состава сырья путем изменения схем его подготовки до монтажа дополнительного реактора. Данный вариант предпочтителен для ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», поскольку не требует капитальных затрат. На предприятии уже имеется достаточно гибкая схема перераспределения компонентов для получения сырья установок гидроочистки дизельного топлива требуемого состава.

Продукты, получаемые при деструктивных процессах, используются следующим образом:

- газойль висбрекинга используется в качестве компонента товарных мазутов. Поскольку в настоящий момент на предприятии отсутствуют процессы переработки остатков выработка гудрона на установках АВТ составляет 11400 т/сут.
- пуск комплекса каталитического крекинга позволит вырабатывать газойль ГОВГ с содержанием серы до 200 ppm и газойль FCC, который предполагается использовать в качестве компонента заводского жидкого топлива. Поскольку цетановое число газойля FCC лишь 19 пунктов, получение товарного дизельного топлива из этого компонента потребует строительства установки гидродеароматизации.

Результаты работы

1. Проведено исследование и анализ факторов, влияющих на объемы выработки гидроочищенных компонентов дизельных топлив с ультранизким содержанием серы (менее 10 ppm).

2. Разработаны предложения по реализации мероприятий, направленных на увеличение выработки дизельного топлива с содержанием серы менее 10 ppm.

3. Исследована зависимость степени гидрообессеривания от состава сырья.

4. Доказано, что вовлечение в сырье установок гидроочистки дизельного топлива вакуумных колонн К-5 установок АВТ приводит к снижению содержания трудноудаляемых дибензотиофеновых соединений серы, если выкипаемость 96 % об. не превышает 340 °С. Таким образом, дизельное топливо вакуумных колонн К-5 возможно использовать в качестве компонента сырья при получения дизельного топлива с содержанием серы до 10 ppm.

5. Определена возможность и предложены мероприятия направленные на увеличение выработки дизельного топлива с ультранизким содержанием серы (10 ppm) для установок гидроочистки Л-24/7, ЛЧ-24/2000, согласно которым прирост по выработке дизельного топлива составит 200 тыс. тонн/год и увеличение чистой операционной прибыли предприятия на 85,4 млн руб. в год.

6. Изменение схемы подготовки сырья установок гидроочистки позволило ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» перейти на выпуск дизельного топлива с ультранизким содержанием серы до установки дополнительного реактора и без замены катализаторной системы, а также без снижения производительности установки гидроочистки.



Внедрение двусторонних УЭЦН на скважинах после ЗБС в НГДУ «Сорочинскнефть»

Д. В. Гулин

ЦАО «Сорочинскнефть» ТНК-ВР

С 2006 года в НГДУ «Сорочинскнефть» реализуются проекты по зарезке боковых стволов (ЗБС) с внутренним диаметром хвостовика 89 мм. Внедрение данного вида ГТМ позволило повысить эффективность разработки как за счет выработки ранее не дренируемых запасов, так и за счет ввода в эксплуатацию ранее бездействующего фонда скважин. При эксплуатации скважин ЗБС существуют значительные ограничения, связанные с геологическими и техническими особенностями данных скважин, что не позволяет достигать планируемых дебитов нефти. Не достижение плановых показателей по добыче нефти (рис. 1.) обуславливаются несколькими причинами, одна из них (около 15%), связанная с ограничениями при эксплуатации скважин со вторым стволом, оборудованных УЭЦН:

1. Боковой ствол с внутренним диаметром 89 мм.
2. Ограничение глубины спуска насосного оборудования.
3. Ограничение эксплуатации по динамическому уровню.
4. Невозможность создания оптимального забойного давления.

Расчеты экономических моделей внедряемого оборудования в формате инвестиционного проекта показали, что с точки зрения экономической и технической эффективности наиболее выгодным оказался проект по внедрению двусторонних УЭЦН (2УЭЦНДН) (табл. 1).

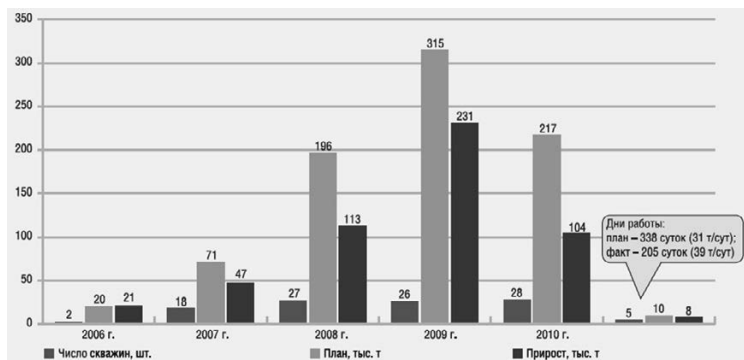


Рис. 1. Динамика проведения операций ЗБС в ЦАО «Сорочинскнефть» 2006–2010 годы

Область применения и технические особенности 2УЭЦНДН

Двусторонние ЭЦН могут использоваться:

- на скважинах с ограничениями по спуску ЭЦН в связи с нарушениями ЭК или сужением внутреннего диаметра ЭК не менее 89 мм;
- в искривленных скважинах, скважинах с повышенной температурой и на скважинах ЧРФ.



Таблица 1
Технические и экономические характеристики комплектов оборудования для оптимизации работы скважин с БС

Наименование показателя	ПЦ	Rotaflex	2УЭЦНДН
<i>Технические характеристики</i>			
Глубина спуска, м	2000	3600	
Содержание механических примесей, г/л	0,1–0,5	0,1–0,5	0,5–1,0
Микротвердость частиц, балл	4	5	7
Объемное содержание свободного газа, %	не более 10	не более 10	до 80
Вязкость, сПз	25	25	25
Минерализация, г/л	10–20	10–20	10–20
Водородный показатель, рН	6–8	6–8	5–8,5
Производительность, м ³ /сут	70	70	200
<i>Экономические показатели</i>			
Стоимость комплекта оборудования, тыс. руб.	5300 (ПЦ-120)	7000 (Rotaflex 1100)	2154 (2УЭЦНДН 5–80–2000)

Конструктивной особенностью является то, что комплект оборудования оснащен нижней подпорной секцией насоса, которая крепится к нижней части электродвигателя и производит направление движения жидкости, увеличивая скорость восходящего потока и охлаждая электродвигатель, соответственно, увеличивая давление на приеме основного насоса, позволяя ему работать с низкими динамическими уровнями без срыва подачи, существует возможность в присоединении хвостовика состоящего из НКТ Ш 60 мм. и длиной до 1200 м. (рис. 2).

- Ступени изготовлены из нержавеющей стали марки 12Х17 Т (ступица из нирезист), что позволило достичь лучших показателей по напору, стойкости к коррозии, меньшей способности к отложению солей и АСПО
- Сборка насоса выполнена по «пакетному принципу» с промежуточными подшипниками через 0.5–0.35 м.

При внедрении установки ее хвостовая часть спускается в боковой ствол (рис. 3). С учетом того, что фонд компании включает в себя скважины с БС с кривизной отклонения 5–8°/10 м, это снижает риски возникновения аварий.

Реализация проекта

В результате реализации пилотного проекта за расчетный период суммарная добыча нефти из этих скважин составит 49,1 тыс. т, в том числе в 2010 году — 15 тыс. т. Потери от остановки действующих скважин составят 3,284 тыс. т. Общий объем инвестиций по данному проекту — \$1591 тыс. (в том числе оборудование и обустройство — \$1013 тыс.), NPV — \$2674 тыс., PI — 2,8, срок окупаемости — 6 месяцев (табл. 2).



Рис. 2. Состав установки ЗЭЦНДН

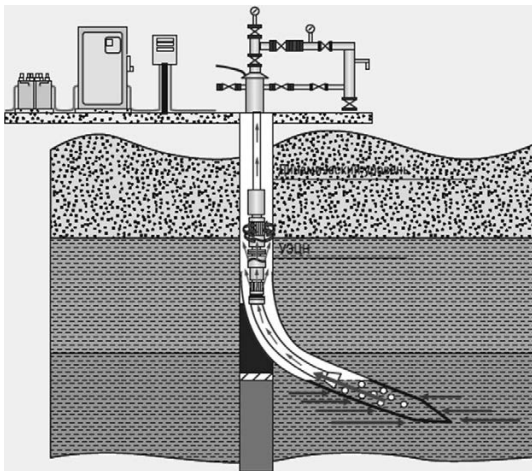


Рис. 3. Внедрение оборудования на скважине после ЗБС



Таблица 2

Основные показатели проекта внедрения двусторонних УЭЦН на 13-ти скважинах ЦДО «Сорочинскнефть»

Технологические показатели	
Количество операций, шт.	13
Дополнительная добыча, тыс. т	49,1
Финансовые показатели	
Инвестиции, всего \$ тыс., в т.ч.:	1 591
оборудование и обустройство	1 013
стоимость бригады ТРС	270
ОПЗ	307
NPV (чистая приведенная стоимость), \$ тыс.	2 674
PI (коэффициент прибыльности)	2,8
DPP (срок окупаемости), лет	0,5

По своим техническим и финансовым показателям данный проект не имеет аналогов, в связи с отсутствием оборудования, позволяющего производить эффективную добычу жидкости из хвостовика диаметром 102 мм. Реализация проекта начата в июле 2010 года — закуплено и поставлено оборудование, основные мероприятия распределены в течение второго полугодия 2010 года.

Планируемый прирост на одну скважину составлял 11,4 т/сут, при этом фактический показатель по 2010 году в среднем составил 10,6 т/сут (табл. 3).

На основании полученных результатов по применению ЭЦН двустороннего действия по проекту также было принято решение по применению данного оборудования в дополнительном проекте 5-ти скважин с БС.

Проблемы эксплуатации 2УЭЦНДН

В ходе реализации проекта возникают несколько проблем при эксплуатации 2УЭЦНДН:

- образование высоковязких эмульсий;
- повышенный вынос мехпримесей;
- некорректные показания динамического уровня;
- отсутствие контроля температуры ПЭД.

В процессе реализации проекта произошло семь отказов:

Скважины №№ 420, 425 Родинского месторождения: оплавление удлинителя в связи с работой ЭЦН за пределами рабочей характеристики насоса вследствие образования высоковязких эмульсий.

Скважина № 425 Родинского и № 1569 Сорочинско-Никольского месторождений: оплавление удлинителя в связи с засорением рабочих органов насоса мусором с поверхности.

Скважина № 435 Родинского месторождения: электрический пробой кабельной муфты в связи с засорением рабочих органов насоса мех. примесями вследствие повышенной депрессии на пласт.



Таблица 3

Фактические показатели по проекту оптимизации с применением установок ЭШНДН

Фактические показатели по проекту оптимизации с применением установок ЭШНДН												
Вид ГТМ	Месторождение	Скважина	Дата запуска после ГТМ	Базовые показатели		Показатели МЭР текущего месяца		Накопленные показатели				
				Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Дни работы	Доп. нефть	Доп. жидкость	Прирост нефти, т/сут	Прирост жидкости, т/сут
Опт_2стор	Родниковское	176	31.07.10 г.	3,93	4,13	18,74	21,65	154	1894	2055	12,3	13,3
Опт_2стор	Родинское	415	27.09.10 г.	10,15	10,62	40,42	42,58	96	3070	3343	32,0	34,8
Опт_2стор	Родинское	420	23.08.10 г.	41,29	72,45	51,23	134,96	119,96	498	2386	4,2	19,9
Опт_2стор	Родинское	425	26.07.10 г.	17,69	18,35	37,41	39,94	144,76	1048	1146	7,2	7,9
Опт_2стор	Родинское	428	31.07.10 г.	8,87	9,17	4,13	4,57	133,01	27	50	0,2	0,4
Опт_2стор	Родинское	435	08.10.10 г.	46,77	135,13	52,69	154,17	62,75	602	687	9,6	10,9
Опт_2стор	Родинское	1297	22.11.10 г.	62,77	69,74	79,91	84,14	39,96	899	898	22,5	22,5
Опт_2стор	Сорочинско-Никольское	1306	12.09.10 г.	59,84	62,68	103,55	114,13	107	3993	4714	37,3	44,1
Опт_2стор	Сорочинско-Никольское	1332	27.08.10 г.	55,90	67,26	50,32	61,23	122	520	272	4,3	2,2
Опт_2стор	Сорочинско-Никольское	1413	17.09.10 г.	75,10	80,42	77,03	96,97	106	530	1603	5,0	15,1
Опт_2стор	Сорочинско-Никольское	1569	31.07.10 г.	11,60	13,07	8,61	16,29	122	664	1368	5,4	11,2
Опт_2стор	Сорочинско-Никольское	4611	19.08.10 г.	50,77	52,29	54,26	61,74	135	491	1007	3,6	7,5
Всего				444,7		578,3		1342,4	14236,0	19529,0	143,6	190
В среднем на скважину								111,9			10,6	14,5



Скважина № 1306 Сорочинско-Никольского месторождения: попадание пластовой жидкости в ПЭД в связи с разрушением торцевого уплотнения гидрозашиты.

Скважина № 1332 Сорочинско-Никольского месторождения: слом вала в районе пяты гидрозашиты.

Работа по оптимизации проекта

Для оптимизации данного проекта предприняты следующие действия:

Для более качественного контроля за работой 2-сторонних УЭЦН совместно с Корпоративным центром успешно проведено ОПИ ТМС. На текущий момент закуплено 4 комплекта блоков ТМС, в работе 3 блока ТМС. Показания телеметрии корректны.

Скважины с высоковязкой эмульсией оборудованы СУДР с точечной дозировкой деэмульгатора на прием насоса.

Разработаны мероприятия по качественному освоению скважин.

Изменена комплектация оборудования (при комплектации установки подпорная секция подбирается по производительности на типоразмер больше чем основной насос).

Модернизация гидравлической части буровых насосов 8Т-650

А. А. Гушин

Филиал ООО «АРГОС»-ЧУРС

1. Введение, цели и задачи

За последние годы доля активных запасов нефти на месторождениях западного Урала снизилась в несколько раз, выросло количество низкорентабельных скважин, которые бездействуют или переведены на консервацию, что обусловлено рядом геологических, технологических и технических факторов, среди которых высокая обводненность добываемого углеводородного сырья, снижение пластового давления из-за длительных разработок месторождений, наличие трудно извлекаемых запасов и ряд других факторов. В этих условиях повышение эффективности разработки становится возможным только за счет внедрения новых технологий направленных на обеспечение более полной выработки запасов нефти.

Один из основных методов восстановления бездействующего фонда скважин является бурение скважин методом резки боковых стволов.

С целью расширения спектра деятельности и выхода на новый рынок оказываемых услуг при капитальном ремонте скважин, Филиал ООО «АРГОС»-ЧУРС приобрел необходимое оборудование и с ноября 2007 года стал производить данный вид работ в районе города Когалыма, а в апреле 2008 года и в Пермском крае.

В связи с выявленной в процессе эксплуатации в Филиале ООО «АРГОС»-ЧУРС сложностью обслуживания буровых насосов 8 Т-650 (монтаж и демонтаж втулок, поршней, штоков, седел и клапанов) и времени на его



осуществление, было принято решение о модернизации гидравлической части буровых насосов 8 Т-650.

Гидравлическая часть бурового насоса 8 Т-650 до модернизации представлена на рис. 1а.

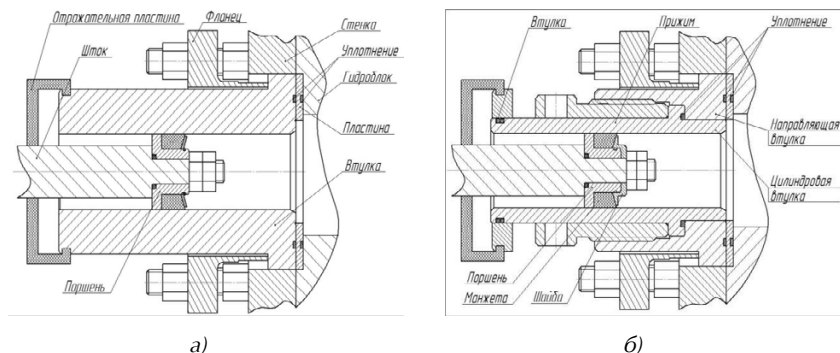


Рис. 1. Гидравлическая часть бурового насоса 8 Т-650 до и после модернизации

По статистическим данным, во время производства работ по бурению скважины, бывают случаи, когда бригаде приходится останавливаться по причине отказа бурового насоса, а именно из-за износа втулок или поршней, что приводит к непроизводительным расходам. Время, затрачиваемое на замену цилиндрических втулок, поршней и промывочной жидкости на насосе 8 Т-650, составляет более 4 часов. Таким образом, период непроизводительного времени бригад, эксплуатирующих насосы 8 Т-650, намного продолжительнее, чем в бригадах с насосами НБТ-300 и Гарднер Денвер, также эксплуатируемых в Филиале ООО «АРГОС»-ЧУРС, в которых время на выполнение аналогичной операции составляет не более одного часа. В данном случае, основным фактором, влияющим на продолжительность обслуживания, является трудоёмкость работ (работы по замене цилиндрических втулок весом более 100 кг требуют определенной сноровки обслуживающего персонала). Помимо этого, любое техническое обслуживание требует определенных материальных затрат на его обеспечение.

Целью данной работы является снижение материальных затрат и сокращение непроизводительного времени бригад по капитальному ремонту скважин, методом резки бокового ствола, при эксплуатации и обслуживании буровых насосов 8 Т-650.

Модернизация гидравлической части направлена на решение следующих задач:

- Обеспечить наиболее эффективное и безопасное проведение технического обслуживания и ремонта буровых насосов 8 Т-650.
- Снизить материальные затраты на приобретение расходных материалов для буровых насосов.
- За счет сокращения непроизводительного времени бригады по бурению боковых стволов уменьшить материальные и трудовые затраты.
- Улучшить условия труда обслуживающего персонала.



2. Модернизация гидравлической части бурового насоса 8Т-650

При постановке задач на модернизацию гидравлической части буровых насосов необходимо учитывать следующее:

- Возможность использовать разборные поршни вместо монолитных, заводского исполнения.
- Возможность использовать цилиндрические втулки с новой конструкцией вместо заводских втулок, не потеряв при этом в безопасности и прочности конструкции.
- Возможность изменить конструкцию установки/фиксирования цилиндрических втулок (по причине трудоёмкости операции по демонтажу и монтажу данных втулок).
- Возможность без разборки гидравлического узла производить диагностику технического состояния цилиндрических втулок и поршней, а также вести постоянный контроль за подачей смазывающей жидкости в цилиндропоршневой узел.

Для решения этих задач были произведены необходимые расчеты и разработана техническая документация для изготовления отдельных узлов и деталей.

В комплекс выполненных работ по модернизации гидравлической части бурового насоса 8 Т-650 входят:

- Доработка конструкции поршня заводского исполнения.
- Доработка узла фиксирования и установки цилиндрической втулки.
- Разработка новой конструкции цилиндрической втулки.
- Установка манометра и шаровых кранов в систему смазки поршневого узла.

Модернизированная гидравлическая часть бурового насоса 8 Т-650 представлена на рис. 16 и 2.

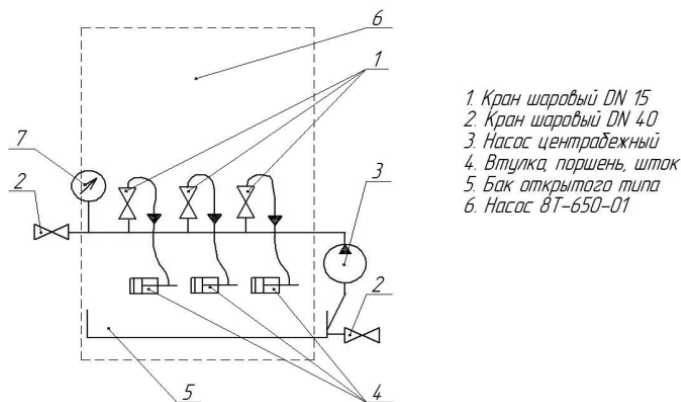


Рис. 2. Схема смазки поршневого узла гидравлической части насоса 8 Т-650

В результате проведения модернизации гидравлической части буровых насосов 8 Т-650 получается не только многократное сокращение времени на замену смазывающей жидкости и проведение монтажных/демонтажных работ по замене цилиндрических втулок и поршней, но и наиболее эффектив-



ное и безопасное проведение данных работ, возможность контроля за подачей смазывающей жидкости.

3. Расчет экономической эффективности

Для расчета экономической эффективности и окупаемости изменений использован единственно возможный эмпирический метод — это измерение и эксперимент.

Детали, оборудование и их стоимость, необходимые для модернизации гидравлической части буровых насосов представлены в табл. 1.

Таблица 1

Затраты на приобретение и изготовление необходимого оборудования и деталей для трех буровых насосов 8 Т-650

№	Детали, модернизированные узлы	Кол-во	Стоимость 1 детали, руб.	Итого, руб.
1	Кран шаровый DN 15	9	115	1 035
2	Кран шаровый DN 40	3	152	456
3	Штуцер ш 15	9	30	270
4	Хомут ш 10 * 20	9	18	162
5	Направляющая втулка	9	1 266	11 394
6	Прижим	9	1 916	17 244
7	Шайба	9	383	3 447

Итого затрат $Z_i = 34\,008$ руб.

Данные проведенного анализа расхода и приобретения запасных запчастей за весь период эксплуатации трёх буровых насосов 8 Т-650 в Филиале ООО «АРГОС»-ЧУРС представлены в табл. 2, 3.

Таблица 2

Средняя стоимость запчастей для одного бурового насоса и их применяемость до и после модернизации

Наименование	До модернизации		После модернизации	
	Периодичность замены, раз в год	Стоимость руб./к-т.	Периодичность замены, раз в год	Стоимость руб./к-т.
Поршень	20–40	16 842	1	16 842
Манжета поршня	Не заменяется	–	12–20	9 030
Втулка цилиндровая	10–16	47 958	10–16	30 747
Быстро изнашиваемая пластина	6	19 956	Не применяется	



Таблица 3

Общие затраты в год на запчасти для трех буровых насосов до и после модернизации

Наименование	До модернизации	После модернизации
	Стоимость, руб.	Стоимость, руб.
Поршень	2 021 040	50 526
Манжета поршня	Не заменяется	541 800
Втулка цилиндровая	2 301 984	1 475 856
Быстро изнашиваемая пластина	359 208	Не заменяется
Итого	4 682 232	2 068 182

Исходя из того, что годовые материальные затраты на запчасти до модернизации гидравлической части бурового насоса 8 Т-650 составляют Z_3 — 4 682 232 руб., а после модернизации Z_3^* — 2 068 182, то после модернизации они, с учётом затрат на изготовление необходимых деталей, составляют

$$Эмс = Z_3 - Z_3^* + Z_и = 4\,682\,232 - 2\,068\,182 - 34\,008 = 2\,579\,992 \text{ руб.}$$

где $Эмс$ — экономический эффект от применения новых запчастей; Z_3 — затраты на запчасти до модернизации; Z_3^* — затраты на запчасти после модернизации; $Z_и$ — затраты на изготовление необходимых деталей.

В процессе бурения, при проведении технического обслуживания (замена цилиндрических втулок, поршней, смена промывочной жидкости) после модернизации буровых насосов 8 Т-650, было сокращено непроизводительное время на три часа по каждой скважине, что в денежном выражении составляет $15\,969 \times 3 = 47\,907$ руб., где 15 969 руб. — стоимость одного бригады-часа.

С учётом годового плана, предусматривающего проведение работ по капитальному ремонту 30-ти скважин методом резки бокового ствола тремя бригадами, эксплуатирующими буровые насосы 8 Т-650, определяется экономический эффект

$$Эг = 47\,907 \times 30 = 1\,431\,396 \text{ руб.}$$

Таким образом суммарный годовой экономический эффект составит

$$Эо = Эмс + Эг = 2\,579\,992 + 1\,431\,396 = 3\,921\,388 \text{ руб.}$$

4. Заключение

Техническое усовершенствование буровых насосов 8 Т-650 дало следующие положительные результаты:

- Проведение монтажных/демонтажных работ, техническое обслуживание и ремонт бурового насоса 8 Т-650 стали наиболее эффективными и безопасными.
- В значительной степени снизились материальные затраты на приобретение расходных материалов для буровых насосов.



- За счет сокращения времени простоя (непроизводительного времени бригады) уменьшились материальные и трудовые затраты, тем самым сократилось время цикла бурения скважины. Отпала необходимость подъема из скважины инструмента во время простоя бригады, так как время на замену втулок сократилось с четырех часов до одного часа.
- Повысилась эффективность текущего цикла бурения скважины.
- Повысился уровень культуры производства, улучшились условия труда обслуживающего персонала.
- Повысилась экологическая безопасность на производстве.

Разработка четырехплунжерного насоса

С. Ю. Дмитриев

Филиал «Центр цементирования скважин» ООО «Газпром бурение»

Изобретение относится к насосостроению, а именно к четырехплунжерным насосам, имеющим кривошипно-ползунный дезаксиальный механизм привода.

Наиболее близким к изобретению техническим решением (прототипом) является многоплунжерный насос, включающий кривошипно-шатунный дезаксиальный механизм привода плунжеров, имеющий коленчатый вал, шатуны и ползуны, соединенные с плунжерами с расположением осей ползунков в различных плоскостях в чередующейся последовательности по обе стороны от плоскости, проходящей через ось коленчатого вала (см. напр., а.с. N 1707220, кл. F 04 В 1/00, 1989 г.).

Существенными недостатками известного решения являются неравномерность подачи рабочей среды и пульсации давления на выходе и на входе насоса, а также неравномерность приводного момента на протяжении одного оборота коленчатого вала.

Уменьшение воздействия этих недостатков обычно достигается увеличением числа цилиндров и использованием дополнительных приспособлений, в частности противовесов и маховиков, и гасителей пульсаций, например демпферов или воздушных колпаков, что приводит к увеличению габаритов, массы и стоимости насоса.

Технической задачей, поставленной в настоящем изобретении, является устранение отмеченных недостатков работы насоса, снижение его габаритов и массы.

Сущность изобретения заключается в том, что четырехплунжерный насос, включающий кривошипно-ползунный дезаксиальный механизм привода плунжеров, имеющий коленчатый вал, шатуны и соединенные с плунжерами ползуны, оси которых расположены в чередующейся последовательности по обе стороны от плоскости, проходящей через ось коленчатого вала, выполнен с элементами кривошипно-ползунного механизма для соседних цилиндров с разными геометрическими параметрами.

При этом могут быть изменены геометрические параметры следующих элементов.



Угол между кривошипами может быть переменным и изменяться при переходе от одной пары смежных цилиндров к последующей.

Радиус кривошипа может иметь переменную величину, а шатуны могут иметь переменную длину, которые могут изменяться при переходе от одного цилиндра к смежному.

Диаметры плунжеров могут быть выполнены переменными, они могут изменяться при переходе от одного цилиндра к смежному.

Может быть переменной величина дезаксиала, она может изменяться при переходе от одного цилиндра к смежному.

Кроме того, ползуны могут быть выполнены в виде призматических элементов, снабженных общей, имеющей цилиндрическую форму направляющей буксой, при перемещении внутри которой они взаимодействуют между собой и с ее внутренней поверхностью.

Четырехплунжерный насос включает корпус, с размещенным в нем кривошипно-ползунным дезаксиальным механизмом, имеющий коленчатый вал с кривошипами, шатуны и расположенные в разных плоскостях ползуны, перемещающиеся в направляющих или непосредственно в корпусе и соединенные с плунжерами, образующими рабочие камеры в блоке цилиндров, имеющем всасывающий и нагнетательный клапаны для каждой рабочей камеры и всасывающий и нагнетательный коллекторы, общие для всех цилиндров.

Вместо плунжера возможно использование других вытеснителей, например поршней, диафрагм и т. п.

Вращение коленчатого вала может быть обеспечено каким-либо двигателем непосредственно или через встроенную или отдельную передачу.

Углы между кривошипами могут быть переменными и изменяться при переходе к следующей паре смежных цилиндров, оставаясь в пределах

$\frac{2 \cdot (\Pi \pm 1)}{i}$ радиана, где i — число цилиндров в насосе. Величина угла зависит от конкретных значений геометрических параметров — радиуса кривошипа,

длины шатуна и величины дезаксиала.

Переменными могут быть выполнены радиус r кривошипа и длина L шатуна при переходе от одного смежного цилиндра к следующему, причем изменение отношения $\frac{r}{L}$ должно находиться в пределах $\pm 25\%$.

Такое изменение может быть обеспечено как изменением величины r — радиуса кривошипа, так и изменением величины L — длины шатуна или изменением обеих величин на одном из смежных цилиндров, или изменением величины r на одном из смежных цилиндров и изменением величины L на другом смежном цилиндре.

Могут быть выполнены переменными и диаметры d плунжеров при переходе от одного смежного цилиндра к следующему, в пределах колебаний их отношения 20% .

Величина дезаксиала e также может быть переменной при переходе от одного смежного цилиндра к следующему, при этом отношение этой величины к длине шатуна на смежных цилиндрах находится в пределах 20% .

Кроме изменения геометрических параметров, может быть изменена и форма ползунуов.

Ползуны могут быть выполнены в виде призматических элементов и снабжены общей, имеющей цилиндрическую форму направляющей буксой,



внутри которой они имеют возможность перемешаться, взаимодействуя между собой и с внутренней поверхностью буксы.

В этом варианте в основании призматических элементов лежит круговой сектор с центральным углом, равным

$$\frac{2 \cdot \Pi}{i},$$

где i — число цилиндров в насосе, и с радиусом R , равным внутреннему радиусу цилиндрической буксы. Возможно также перемещение призматических ползунов непосредственно в расточке корпуса.

Изменение указанных геометрических параметров и формы могут выполняться как отдельно для каждого элемента, так и в любом сочетании.

Конкретные значения изменяемых величин определяются заданными параметрами насоса и принятыми параметрами механизма.

Необходимо отметить также, что указанные геометрические параметры являются переменными именно в статике (в изготовленном насосе) и назначаются при разработке его конструкции.

Четырехплунжерный насос работает следующим образом.

Посредством шатунов и ползунов вращение коленчатого вала преобразуется в возвратно-поступательное движение плунжеров в рабочих камерах блока цилиндров.

При движении плунжеров (или других вытеснителей) от передней мертвой точки влево объем рабочей камеры увеличивается, а давление в ней уменьшается до величины, меньшей давления во всасывающем коллекторе. После чего открывается всасывающий клапан, а нагнетательный клапан закрывается высоким давлением жидкости в нагнетательном коллекторе. Далее рабочая камера заполняется жидкостью. Эта стадия рабочего процесса продолжается до достижения плунжером задней мертвой точки и начала его движения в противоположном направлении.

Постепенно объем рабочей камеры уменьшается, всасывающий клапан закрывается, давление в цилиндре увеличивается, а нагнетательный клапан открывается и жидкость поступает в нагнетательный коллектор.

При исполнении ползунов в виде призматических элементов нормальные составляющие сил давления жидкости воспринимаются не индивидуальными направляющими, а цилиндрической буксой, имеющей более развитую поверхность контакта и, соответственно, меньшую величину удельных нагрузок.

При описанной работе многоплунжерного насоса возникает необходимость в сглаживании неравномерности подачи и пульсации давления на выходе и входе насоса, а также неравномерности приводного момента на протяжении одного оборота коленчатого вала.

Это обеспечивается выполнением элементов кривошипно-ползунного механизма, т.е. угла между кривошипами, радиуса кривошипа, длины шатуна, диаметра плунжера и дезаксиала с переменными геометрическими параметрами, а также изменением формы ползунов, т.е. выполнением их в виде призматических элементов с буксой.

Конкретные значения изменяемых величин определяются заданными параметрами насоса и принятыми параметрами механизма — расчетными радиусом кривошипа, длиной шатуна, дезаксиалом, диаметром вытеснителя и числом цилиндров.



Скорость жидкости на выходе из каждого цилиндра (и на входе в цилиндр) определяется законом движения ползуна, а скорость жидкости в нагнетательном (всасывающем) коллекторе и на выходе (входе) из насоса, следовательно, и закон изменения подачи — суммой скоростей выхода жидкости из всех цилиндров (или входа жидкости в цилиндры).

Неравномерность подачи δ измеряется, как отношение разности максимальной и минимальной ее величины к средней:

$$\delta = \frac{Q_{\max} - Q_{\min}}{Q_{\text{ср}}}.$$

Как известно, подача одного i -го цилиндра определяется уравнением:

$$Q_i = -r_i \cdot \omega \cdot \frac{\Pi \cdot d_i}{4} \cdot \left[\sin \langle \varphi + \alpha_i \rangle + \cos \langle \varphi + \alpha_i \rangle \cdot \text{tg} \beta_i \right];$$

$$\beta_i = \arcsin \left[\frac{r_i}{l_i} \sin \langle \varphi \mp \alpha_i \rangle - \frac{e_i}{l_i} \right],$$

где положительная величина Q_i свидетельствует о ходе нагнетания, отрицательная — о ходе всасывания.

Подача насоса представляет собой сумму подач всех цилиндров по уравнению, взятую при их движении во время хода нагнетания.

Таким образом

$$Q = \sum_i Q_i.$$

По приведенным выше уравнениям можно определить Q_{\max} , Q_{\min} , $Q_{\text{ср}}$ и функциональную зависимость:

$$\delta = F(\alpha_i, e_i, l_i, r_i, d_i, i).$$

Математический анализ этой зависимости позволяет установить минимальное значение неравномерности δ в зависимости от заданных и установленных по конструктивным соображениям параметров механизма.

Уравнение неравномерности суммарного приводного момента (без учета механических потерь) математически подобно уравнению неравномерности подачи, поэтому оптимизация зависимости для подачи обеспечивает минимальные пульсации момента.

Как показали предварительные исследования и расчеты, изменяя указанные параметры или форму в отдельности для каждого элемента или в любом сочетании и в указанных выше пределах, можно добиться снижения неравномерности и пульсаций, по сравнению с прототипом, в три-пять раз без увеличения габаритов и массы насоса.

Данный проект опирается на данные, взятые из патента № 2168064 от 27.05.2001 (авторы Кантовский В. К.; Смирнов И. Н.).



Снижение потребления электроэнергии на ОАО «НК НПЗ» за счет компенсации реактивной мощности

А. А. Дубровина

ОАО «НК «Роснефть» — «НК НПЗ»

В современных условиях для нормального функционирования предприятия важную роль играет энергетическая эффективность производства.

Одним из основных путей решения задачи по снижению энергоёмкости производства является снижение потерь электрической энергии в сетях предприятия.

Компенсация реактивной мощности является немаловажным фактором, позволяющим решить вопрос энергосбережения.

Если учесть, что стоимость электрической энергии ежегодно только растёт, то данный вопрос со временем не потеряет актуальность, а станет только более значимым

Чем раньше предприятие начнёт заниматься данным вопросом, тем более эффективным будет результат.

Еще во времена СССР директивно на всех промышленных предприятиях была установлена плата за потребление реактивной мощности сверх лимита. Но в дальнейшие 90-е годы, после отмены платы за реактивную энергию, многие предприятия-потребители электроэнергии отключали имевшиеся у них компенсирующие устройства. А при строительстве новых объектов компенсирующие установки не предусматривались.

Важность темы, основывается на Приказе Минпромэнерго России от 22 февраля 2007 г. N 49. А именно — с целью исправления сложившейся ситуации, установлены предельные значения коэффициента реактивной мощности для потребителей и которые составляют для сетей 110 кВ $\text{tg } \varphi = 0,5$ ($\cos \varphi = 0,93$), для сетей 35 кВ и 6 кВ $\text{tg } \varphi = 0,4$, с $\cos \varphi = 0,915$.

В настоящее время в Минэнерго России готовится методика применения скидок и надбавок к тарифам на электроэнергию, после выхода в свет которой потребителю будет дана возможность получить скидку к тарифу за поддержание требуемого коэффициента реактивной мощности за счет регулирования реактивной мощности у себя в электросети предприятия. И потребитель будет платить надбавку к тарифу за состояние коэффициента реактивной мощности ниже нормативного.

Хотя на данном этапе не взимается плата за потребление реактивной энергии сверх нормативных значений, уже сегодня компенсация реактивной мощности непосредственно в точках потребления позволит значительно снизить потери активной электрической энергии в сетях завода и сократить затраты на её покупку.

Реактивная мощность

Полная электрическая мощность (S), которая доходит от источников питания до потребителей, состоит из активной мощности (P) и реактивной мощности (Q). Активная мощность, потребляемая электроприёмниками, преобразуется в другие виды энергии: механическую, тепловую и т. д.



Реактивная мощность необходима потребителям для создания электромагнитных полей. Основными потребителями реактивной мощности являются: асинхронные электродвигатели; силовые трансформаторы; вентиляные преобразователи; люминесцентные, ртутно-кварцевые, металлогалогенные, натриевые светильники и т. д.

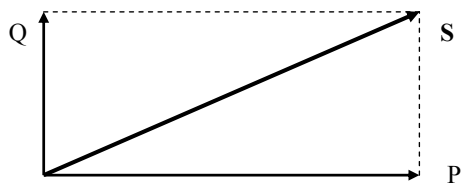


Рис. 1

Данные устройства в процессе работы за счет ЭДС самоиндукции генерируют реактивную мощность, которая, совершая колебательные движения от нагрузки к источнику и обратно, распространяется по сети (рис. 2). Реактивная мощность характеризуется задержкой между синусоидами фаз напряжения и тока сети. В моменты, когда синусоиды напряжения и тока имеют противоположные знаки, мощность не потребляется нагрузкой, а подается обратно по сети в сторону генератора.

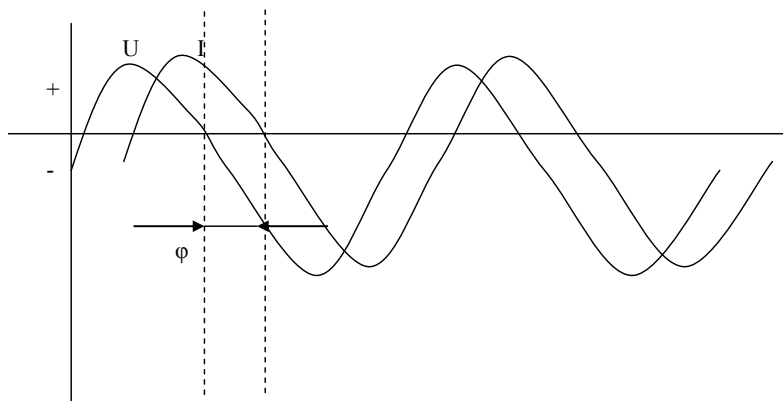


Рис. 2

В итоге, на выработку реактивной мощности не тратится энергия генератора, но для передачи реактивной мощности по сети требуется дополнительная, активная энергия генератора, которая для потребителя имеет определенную стоимость.

Итак, наличие реактивной мощности является паразитным фактором, неблагоприятным фактором для всей сети в целом, в результате которого происходят:

- повышение активных потерь (т. к. величина полной мощности повышается);
- повышение активных потерь (т.к. величина полной мощности повышается);
- снижение нагрузочной способности (т.к. увеличивается токовая нагрузка на питающий кабель и распределительный трансформатор);
- большее падение напряжения (из-за увеличения реактивной составляющей тока питающей сети).

Таким образом, транспортировка реактивной мощности по распределительным сетям от центров питания к потребителям превращается в сложную



технико-экономическую проблему, затрагивающую как вопросы экономичности, так и вопросы надежности систем электроснабжения.

Основным решением этой проблемы является — *компенсация реактивной мощности*.

Наиболее действенным и эффективным способом снижения потребляемой из сети реактивной мощности является применение установок компенсации реактивной мощности (конденсаторных установок).

Конденсаторные установки для компенсации реактивных нагрузок



Рис. 3. Конденсаторная установка

В последнее время для компенсации реактивной мощности широкое применение получили конденсаторные установки (КУ) и, в том числе, автоматизированные конденсаторные установки (АКУ), обладающие рядом существенных преимуществ перед другими устройствами компенсации реактивной мощности. А именно, синхронными конденсаторами и синхронными двигателями, которые имеют большие активные потери электрической мощности и вращающиеся части, подверженные механическому износу.

Для снижения доли реактивного тока в системе генератор — нагрузка параллельно нагрузке подключают емкостные конденсаторы, которые при работе формируют опережающую реактивную мощность (фаза синусоиды тока опережает фазу напряжения) для компенсации отстающей реактивной мощности, генерирующую индуктивной нагрузкой.

А наиболее целесообразным является такое размещение конденсаторных установок, при котором обеспечивается минимум годовых затрат. При определении затрат следует учитывать, что, с одной стороны, установка компенсирующего устройства увеличивает годовые затраты за счет капиталовложений в это устройство и стоимость дополнительных потерь в нем, а с другой — годовые затраты уменьшаются за счет снижения потерь активной мощности во всей цепи электроснабжения от источника питания до места установки компенсирующего устройства вследствие компенсации реактивной мощности.

Таким образом, использование конденсаторных установок позволяет:

- разгрузить питающие линии электропередачи, трансформаторы и распределительные устройства;
- подавить сетевые помехи, снизить несимметрию фаз;
- сделать распределительные сети более надежными и экономичными;
- при использовании определенного типа установок снизить уровень высших гармоник.

Синхронные двигатели как конденсаторы реактивной мощности

Синхронные двигатели имеют большое преимущество, заключающееся в том, что благодаря возбуждению постоянным током они могут работать с $\cos \varphi = 1$ и не потребляют при этом реактивной мощности из сети, а при работе с перевозбуждением даже отдают реактивную мощность в сеть. В результате улучшается коэффициент мощности сети и уменьшаются падение напряжения и потери в ней.



Так как на некоторых подстанциях основными потребителями являются синхронные двигатели, то можно скомпенсировать реактивную мощность без внедрения ККУ, тем самым обойтись без капиталовложений на приобретение и внедрение конденсаторных установок.

Экономическая эффективность

Суммарный экономический эффект наиболее выгодных вариантов компенсации реактивной мощности с внедрением ККУ: 1123191,6 руб/год.

Суммарные затраты на приобретение ККУ: 2356347,8 руб.

Суммарный экономический эффект компенсации реактивной мощности за счет изменения режима работы синхронных двигателей: 883119,42 руб/год.

Суммарный экономический эффект: $883119,42 + 1123191,6 \text{ руб} = 2006911,02$.

Общий срок окупаемости: $2356347,8 / 2006911,02 = 1,2$ года.

Примечание: После утверждения Минэнерго России методики скидок и надбавок экономический эффект будет следующий:

Годовое потребление электрической энергии — 472 000 000 кВт.ч.

Стоимость 1 кВт.ч. — 1,75 руб.

Повышающий коэффициент (планируемый с 2011 г.) для $\cos \phi = 0,83 - 1,2$.

Повышающий коэффициент (планируемый с 2011 г.) для $\cos \phi = 0,93 - 1$.

Предполагаемый экономический эффект от внедрения компенсации реактивной мощности с 2011 года:

$472\,000\,000 \times 1,75 \times 1,2 = 99\,120\,000$ рублей (за счет снижения оплаты).

Вывод

Компенсация реактивной мощности на ОАО «НК НПЗ» позволит:

- снизить потери электрической энергии;
- повысить надежность и бесперебойность электроснабжения;
- обеспечить нормированные уровни напряжения;
- снизить затраты на оплату потребляемой электрической энергии;
- повысить технико-экономическую эффективность завода;
- повысить пропускную способность сети сетевых организаций и сетей потребителя;
- обеспечить возможность расширения производства и увеличения присоединяемой мощности.

Выбор и обоснование внутрискважинного оборудования при разработке месторождений Северного Каспия (на примере месторождения им. Ю. Корчагина)

Д. В. Елисеев, А. А. Земчихин, Е. Ю. Розенберг
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

На сегодняшний день большинство крупных «сухопутных» месторождений нефти и газа на территории нашей страны находятся на завершающей стадии разработки. Поэтому весьма актуальной проблемой является освоение ресурсов УВ в пределах континентальных шельфов.

В последнее время объектом наблюдения за разработкой морских место-



рождений с запасами УВ сырья стала акватория Северного Каспия, которая является одной из высокоперспективных в отношении нефтегазоносности шельфовых зон. К подробным геолого-геофизическим исследованиям северной части Каспийского моря в 1995 году приступило ОАО «ЛУКОЙЛ». Общая площадь исследования составило около 63 тыс. км². С 1995 по 2005 г. Компания открыла шесть многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений: Хвалынское; «170-й километр»; им. Ю. Корчагина; Ракушечное; им. В. Филановского; Сарматское.

В результате проведенных работ получены принципиально новые сведения, позволяющие высоко оценить перспективы как лицензионных участков ОАО «ЛУКОЙЛ», так и российского сектора моря в целом. Разведанные запасы позволяют начать добычу УВ и поддерживать ее на уровне 10 млрд м³ газа и 4 млн т нефти на протяжении 15–20 лет. С учетом прогнозной оценки и реализации в полном объеме программы геологоразведочных работ в 2016–2018 гг. можно довести добычу до 50 млн т нефтяного эквивалента в год.

На данный момент ведется добыча нефти на месторождении им. Ю. Корчагина. Месторождение разрабатывается с морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП), которая оборудована буровым, технологическим и энергетическим комплексами для круглогодичного одновременного бурения и эксплуатации куста скважин. На МЛСП установлен буровой комплекс грузоподъемностью 560 т. для бурения скважин с максимальной длиной по стволу до 7400 м. Планируемое количество скважин 30, из них 26-добывающих, 3 — водопоглощающих, 1 — газопоглощающая.

Для обеспечения высоких показателей добычи УВ сырья используется новейшее внутрискважинное оборудование при разработке месторождения. От правильно сделанного выбора в использовании того или иного оборудования в компоновке, во многом, зависит обеспечение прироста УВ сырья с наименьшими экономическими затратами.

Таким образом, целью настоящей работы при разработке месторождений Северного Каспия является выявление используемого и планируемого к использованию внутрискважинного оборудования. Определить достоинства и недостатки их в применении.

1. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Способы эксплуатации скважин

В исследуемом районе, на примере месторождения им. Ю. Корчагина, эксплуатация скважин осуществляется фонтанным способом. По окончании фонтанного способа эксплуатации, добыча продукции скважин будет осуществляться с помощью механизированной добычи — газлифт.

1.2. Конструкции морских скважин

Эффективная разработка объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти на шельфе — сложнейшая задача. Она может быть решена только при применении новейших технологий разработки, таких как, строительство протяженных горизонтальных скважин (ГС), многозабойных скважин (МЗС) или разветвленных горизонтальных скважин (РГС) в сочетании с использованием



внутрискважинного оборудования, позволяющего контролировать и регулировать приток флюидов из различных интервалов продуктивного пласта.

Разработка месторождения им. Ю. Корчагина осуществляется одноствольными горизонтальными скважинами.

Проектное количество скважин 30, из них 26 — добывающих, 3 — водопоглощающих, 1 — газопоглощающая.

1.3. Интеллектуальная система заканчивания скважин

Интеллектуальной системой скважины является набор внутрискважинного и наземного оборудования, позволяющий вести постоянный мониторинг и регулирование работы скважины.

Интеллектуальная система скважин позволяет:

- увеличить коэффициент нефтеотдачи пласта;
- охарактеризовать работу пласта и определить эффективность притока в скважину;
- диагностировать проблемы работы скважины (обводнение, газовый конус);
- контролировать совместную эксплуатацию нескольких горизонтов;
- обеспечить дистанционное управление и мониторинг;
- оптимизацию лифта.

Месторождение им. Ю. Корчагина планируется разрабатывать с использованием интеллектуальной системы скважин. На рис. 3. представлена компоновка внутрискважинного оборудования, для интеллектуальной эксплуатации. Данный вариант состоит из 177.8 мм фильтра FacsRite с разбухающими изолирующими пакерами. Забойная компоновка интеллектуальной системы скважин, позволяет разделить горизонтальную часть ствола скважины на 4 зоны и состоит из многоканального пакера, мандрелей с датчиками для замера трубного, затрубного давления и температуры, а также регулируемых забойных штуцеров устанавливаемых внутри фильтра FacsRite.

Данная система обеспечивает мониторинг контроля притока из пласта с поверхности, без необходимости интервенции в скважину. Система позволяет разделить горизонтальной части ствола на четыре зоны с возможностью индивидуального контроля каждой из них, обеспечивая равномерный приток по всей длине горизонтальной части ствола.

Определение фазового состава пластовой жидкости возможно с применением системы мультифазной расходомерии (PhaseWatcher), установленной на платформе МАСП месторождения им. Ю. Корчагина.

Преимущества:

- позволяет деление горизонтальной части ствола на четыре и более зон;
- обеспечивает контроль пескопроявления и пробкообразования;
- позволяет контролировать газо- и водо- конусообразование;
- выравнивает давления по длине горизонтальной части ствола;
- позволяет изолировать зоны прорыва воды и газа.

Недостатки:

- высокая стоимость;
- риски при спуске системы интеллектуального заканчивания;
- для обеспечения лучшего контроля за пескопроявлением может потребоваться гравийная набивка.

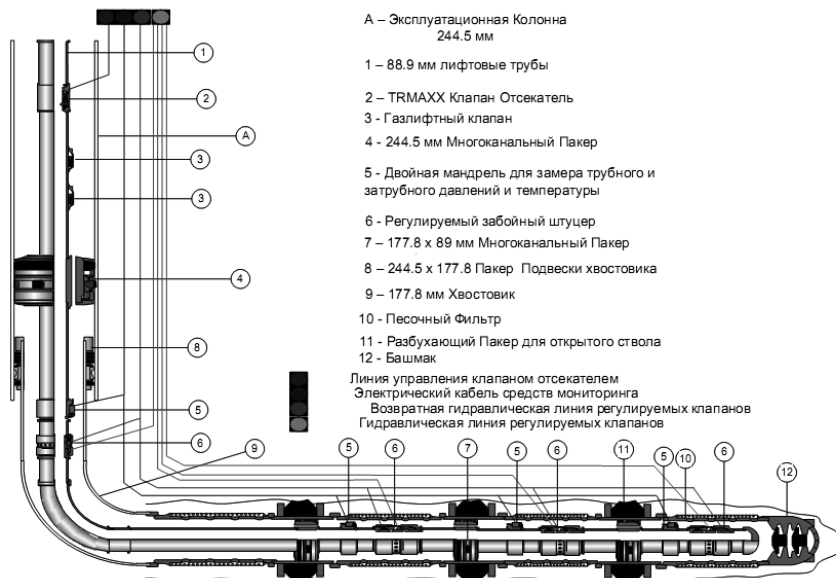


Рис. 1. Компоновка внутрискважинного оборудования для интеллектуальной эксплуатации

Данная система является одним из перспективных направлений в развитии технологий информационного сопровождения процессов разработки и эксплуатации скважины. Позволяет осуществлять исследование и управление в реальном времени.

1.4. Компоновка внутрискважинного оборудования

Компоновка внутрискважинного оборудования зачастую играет решающую роль в эффективном извлечении углеводородного сырья. При проектировании компоновки рассматриваются все возможные, с рациональной точки зрения, варианты, которые могут дать на практике совершенно разные, отличающиеся друг от друга, результаты. Каждый из рассматриваемых вариантов обладает рядом преимуществ и недостатков. Выбор в конечном итоге той или иной компоновки основывается на максимальной добыче сырья, на протяжении всего срока эксплуатации объекта, с минимальными экономическими затратами при учете безопасности окружающей среды и обслуживающего персонала.

Представлены две схемы компоновки. Одна является проектом разработки месторождения им. Ю. Корчагина, а другая относится к эксплуатируемой на данный момент добывающей скважине того же месторождения.

1.5. Проект компоновки внутрискважинного оборудования

Проект компоновки, представленный на рис. 2, состоит из фильтра ResLink™ с устройствами контроля притока ResFlow™, забойным клапаном-

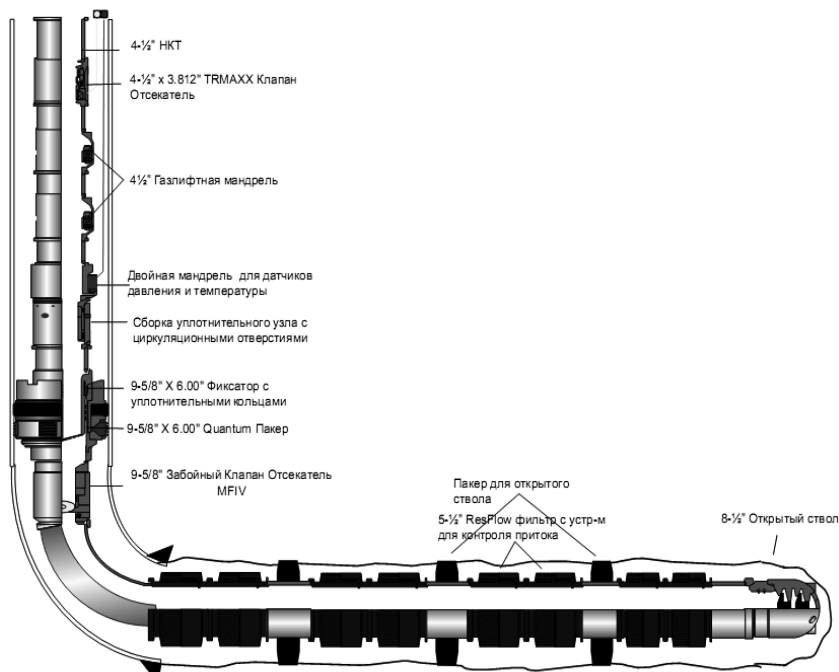


Рис. 2. Компоновка внутрискважинного оборудования

отсекателем и разбухающими изолирующими пакерами, спускается на пакере с полированной внутренней мандрелью типа Quantum. Quantum пакер устанавливается у башмака эксплуатационной колонны. Верхняя часть компоновки, состоящая из (сверху вниз) клапана-отсекателя, газлифтных клапанов, мандрели для датчиков давления и температуры, направляющей воронки и герметизируется в Quantum пакере.

Данная компоновка обеспечивает мониторинг контроля притока из пласта с поверхности без необходимости интервенции в скважину. Фильтр с устройством контроля притока обеспечивает стабильность призабойной зоны и контроль за пескопроявлением и пробкообразованием. Система позволяет разделение горизонтальной части ствола на неограниченное количество зон с возможностью индивидуального контроля каждой из них, обеспечивая равномерный приток по всей длине горизонтальной части ствола. Эксплуатационный пакер типа Quantum может быть установлен в скважине с кривизной ствола до 90°, что позволяет его установку у башмака эксплуатационной колонны, практически у продуктивного горизонта. Таким образом, мониторинг пластового давления и температуры будет осуществляться близко к продуктивному горизонту. Забойное давление на месторождении намеривается поддерживать выше давления насыщения, поэтому на этом участке ствола скважины не произойдет выделение растворенного в нефти газа, что позволит более точно подсчитать дебит скважины



Преимущества:

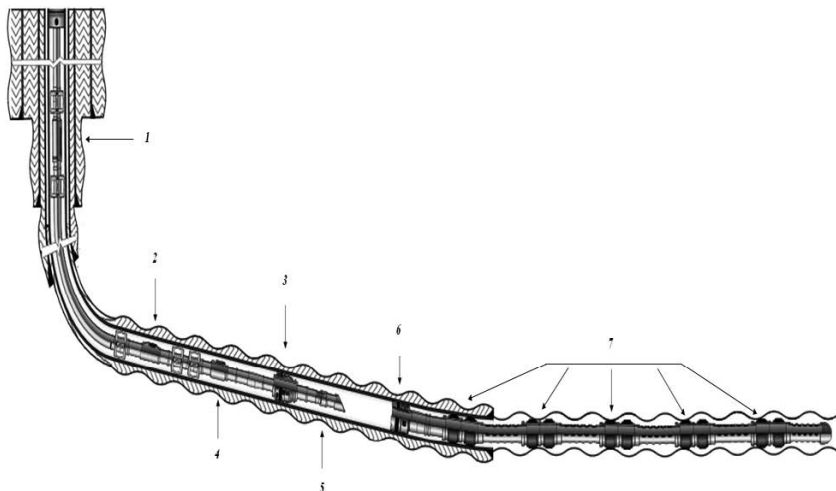
- позволяет деление горизонтальной части ствола на неограниченное количество сегментов;
- позволяет максимально приблизить средства мониторинга к продуктивному пласту;
- позволяет неограниченную скорость циркуляции жидкости;
- элементы пакера не контактируют с циркуляционной жидкостью;
- позволяет осуществлять циркуляцию без интервенции в скважину и не извлекая верхнюю часть компоновки из пакера.

Недостатки:

- не позволяет регулировать и изолировать приток в процессе эксплуатации без интервенции в скважину;
- износ уплотняющих элементов при многократном открытии и закрытии циркуляционной системы;
- для обеспечения лучшего контроля за пескопроявлением может потребоваться гравийная набивка.

1.6. Компоновка внутрискважинного оборудования добывающей скважины

В исследуемом районе на месторождении им. Ю. Корчагина введены в эксплуатацию добывающие скважины. Данная компоновка не включает в себя интеллектуальную систему. Это обусловлено длиной горизонтального участка и проницаемостью пласта.



1 — внутрискважинный клапан-отсекатель TRMAXX-5E; 2 — оправа ММГ, с циркуляционным клапаном IPO 1–1/2»; 3 — основной пакер — MRP, гидравлической посадки, 9–5/8»x3–1/2»; 4 — оправа SGM с датчиком давления и температуры NDPG; 5 — посадочный nipple, Hydro Trip; 6 — пакер — подвеска хвостовика; 7 — саморазбухающие пакеры



2. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрена особенность внутрискважинного оборудования, применяемого при разработке месторождений Северного Каспия российского сектора. Более глубокий анализ производится на примере месторождения им. Ю. Корчагина.

Описаны особенности конструкций морских скважин. Эффективная разработка объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти на шельфе — сложнейшая задача. Она может быть решена только при применении новейших технологий разработки, таких как строительство протяженных горизонтальных скважин (ГС), многозбойных скважин (МЗС) или разветвленных горизонтальных скважин (РГС), в сочетании с использованием забойного оборудования, позволяющего контролировать и регулировать приток флюидов из различных интервалов продуктивного пласта.

Разработка месторождения им. Ю. Корчагина осуществляется одноствольными горизонтальными скважинами.

Таким образом, в данной работе сделан вывод о необходимости применения новейших эксплуатационных технологий, таких как использование интеллектуальной системы заканчивания скважин, позволяющей контролировать добычу сырья на забое скважины.

Оптимизация оценки эколого-экономической безопасности нефтебазового хозяйства

Е. Ю. Ермолаев, Е. Г. Кривцов

ОАО «НК «Роснефть-Кубаньнефтепродукт»

«Экологическая безопасность — это тема общенационального значения», — заявил в своем выступлении премьер-министр России В. В. Путин. Загрязнение природной среды газообразными, жидкими и твердыми веществами и отходами производства вызывает ухудшение окружающей среды обитания и наносит ущерб здоровью населения, а потому остается наиболее острой экологической проблемой, имеющей приоритетное социальное и экономическое значение.

Анализ экологической ситуации в Российской Федерации за последние годы свидетельствует о том, что экологическая обстановка экономически развитых территорий остается неблагоприятной, а загрязнение природной среды — высоким, несмотря на то, что осуществляется целый комплекс природоохранных мер как федерального, так и регионального значения.

Методология оценки экологической безопасности объектов нефтепродуктообеспечения

Существующие «Временные рекомендации по оценке экологической опасности производственных объектов», разработанные научно-исследовательским центром по проблемам экологической безопасности Госкомэкологии России и утвержденные Госкомэкологией России 15 марта 2000 года, определяют порядок оценки экологической опасности воздействия произ-



водственных объектов на окружающую среду с целью усиления экологического контроля при использовании природных компонентов в процессе хозяйственной деятельности.

Указанные в данном нормативе методы были адаптированы в части оценки индекса экологической безопасности объектов нефтепродуктообеспечения (в частности — нефтебаз) в процессе их функционирования и систематизированы в альтернативную методику. Следует отметить, что методика не учитывает риски возникновения аварий и чрезвычайных ситуаций, оценку по воздействию на окружающую среду сферы обращения с опасными отходами. Работы по методике осуществляются в соответствии со следующим алгоритмом (рис. 1).

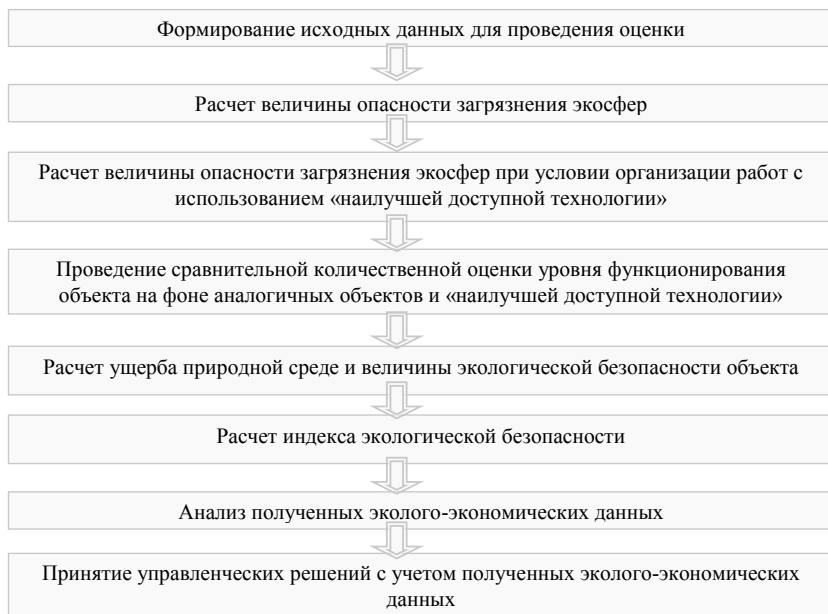


Рис. 1. Алгоритм проведения оценки

Шаг 1. Для проведения оценки экологической безопасности объекта используются данные экологической документации функционирующего предприятия и результаты производственного экологического контроля (протоколы лабораторных испытаний и т. д.).

Шаг 2. Опасность загрязнений приземной атмосферы j -м производственным объектом O_j^a рассчитывается формулой:

$$O_j^a = \sum_{i=1}^n A_i \cdot M_i \quad (\text{усл. тыс. т}), \quad (1)$$

где n — число ингредиентов загрязняющих веществ; A_i — коэффициент опасности i -го вещества, усл. ед.; M_i — масса i -го вещества, поступающего в атмосферу от всех источников j -го производственного объекта, тыс. т.



Состояние земельных ресурсов определяется уровнями нарушенности почвенных покровов и техногенными изменениями рельефа.

Из всего многообразия последствий воздействий на земельные ресурсы для оценки экологической опасности избираются наиболее очевидные, нарушающие земли в краткосрочном периоде.

Для изучаемых объектов к ним относится химическое загрязнение почв.

В основе расчета показателей — единый принцип, основанный на определении площадей, нарушенность которых по тому или иному признаку превышает нормативное значение, принятое соответствующими нормативными и правовыми документами, а при отсутствии последних — определенной экспериментально.

Существует три основных уровня опасности нарушений состояния земельных ресурсов:

- 1) удовлетворительный (от слабого до умеренного воздействия и нарушения земель);
- 2) критический (от обратимого до предельного нарушениями);
- 3) катастрофический (с чрезвычайными воздействиями и необратимыми функциональными нарушениями).

Суммарная опасность i -го вида загрязнений земель 1, 2 и 3 уровней нарушенности («сверхнормативные» размеры нарушенных площадей) определяется формулой:

$$O_j^3 = \sum_{i=1}^3 (S_i - S_{ni}) \quad (\text{га}), \quad (2)$$

где S_i — общая площадь i -го вида нарушенности 1, 2 и 3 уровней опасности нарушений, га; S_{ni} — предельно-допустимые размеры площади i -го вида нарушенности 1, 2, 3 уровней опасности, га.

Опасность загрязнения от несанкционированных сбросов вредных (загрязняющих) веществ, бытовых и других отходов, попавших в водный объект с неорганизованным стоком с водосборной площади территории объекта, определяется по формуле:

$$O_j^6 = \sum_{i=1}^n 10^{-6} \cdot S \cdot (C_{di} \cdot O_d + C_{mi} \cdot O_m), \quad (\text{усл. т.}) \quad (3)$$

где S — площадь (водосбора) хозяйствующего субъекта, га; O_d, O_m — объемы стока соответственно дождевых и талых вод за время (t) сброса, м³/га; C_{di}, C_{mi} — концентрации i -го вредного (загрязняющего) вещества соответственно в дождевых и талых водах, мг/л.

Шар 3. В настоящем исследовании используется термин «наилучшая доступная технология», а не термин «наилучшая существующая технология», регламентируемый федеральным законом РФ № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», из-за того, что наилучшая существующая технология может оказаться недоступной ввиду её высокой стоимости или отсутствия на рынке, к тому же в настоящий момент группой членов Совета Федерации подготовлен законопроект, согласно которому в обиход понятие именно «наилучшей доступной технологии».

Расчет величины опасности загрязнения экосфер при условии организации работ с использованием «наилучшей доступной технологии» производится в соответствие с формулами 1–3 с учетом изменения исходных данных.



Шаг 4. Рассчитанные суммарные величины опасности загрязнения каждой из экосфер реального объекта сравниваются с суммарными величинами опасности загрязнения экосфер при использовании «наилучшей доступной технологии» путем расчета коэффициента, характеризующего степень достижения уровня соответствия объекта наилучшей доступной технологии, по формуле:

$$K_{\text{нтех}} = \frac{O_{\text{реал.}}}{O_{\text{наилуч.}}}, \lim_{x \rightarrow \infty} \quad (4)$$

Идеальное экологическое состояние функционирующего объекта характеризуется при $K_{\text{нтех}}=1$. Чем ближе данный коэффициент приближается к значению «1», тем выше степень достижения уровня наилучшей доступной технологии.

Шаг 5. Ущерб, наносимый производственным объектом, определяется формулой:

$$Y_j^{\text{ТПК}} = \gamma_j^a \cdot L_j^a \cdot O_j^a + \gamma_j^e \cdot L_j^e \cdot O_j^e + \gamma^3 \cdot O_j^3 \quad (\text{усл. тыс. руб.}), \quad (5)$$

где γ_j^a — показатель удельного ущерба от загрязнения атмосферного воздуха, руб./усл. т; L_j^a — константа опасности загрязнения атмосферы территорий различных типов j -м производственным объектом; O_j^a — опасность загрязнения атмосферы j -м производственным объектом, рассчитывается предварительно; γ_j^e — показатель удельного ущерба от загрязнения водных ресурсов, руб./усл. т; L_j^e — коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния водных объектов по бассейнам основных рек; O_j^e — опасность воздействия j -го производственного объекта на поверхностные воды, тыс. м; γ^3 — нормативные затраты на рекультивацию нарушенных земель (берутся с учетом поправок на инфляцию), тыс. руб./га; O_j^3 — интегральная опасность хозяйственного воздействия j -го производственного объекта на земельные ресурсы, тыс. га.

Шаг 6. Для расчета индекса экологической безопасности нефтебазы I_6 предлагается использовать в качестве эквивалента объема произведенной хозяйственной системой продукции Π — объем реализованных бензинов с учетом того, что основная масса выбросов загрязняющих веществ от резервуаров хранения нефтепродуктов происходит от резервуаров с легкими нефтепродуктами (бензинами).

$$I_6 = \frac{Y_j^{\text{ТПК}}}{\Pi} \quad (6)$$

Значения I_6 могут служить эколого-экономическим критерием ранжирования нефтебаз по степени уровня эколого-экономической опасности их функционирования и определить задачи повышения эффективности производственного природопользования (реконструкции и модернизации производственных систем и процессов, совершенствования организации экологической деятельности, определения методов снижения ставок различных экологических платежей и т.д.), включаемыми в состав аудиторских рекомендаций, штрафных санкций и т.п.

Ранее уровень экологической безопасности оценивался по фактическим показателям загрязнения экосфер без учета других параметров. Проведенные нами исследования показали, что применение такого подхода сопряжено с большой долей погрешности получаемых результатов. Приведем пример: из расчета по существующей методологии уровней опасности загрязнения



приземной атмосферы Краснодарской, Староминской и Тихорецкой нефтебаз ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт» можно сделать вывод, что наиболее экологически безопасным объектом является Староминская нефтебаза, а наименее безопасным — Краснодарская (рис. 2).

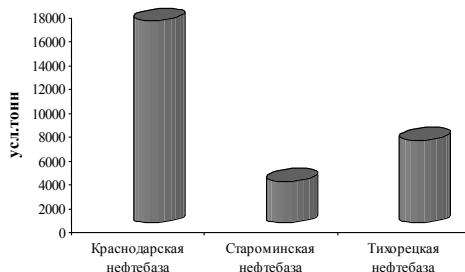


Рис. 2. Расчет опасности загрязнения по общепринятой методологии

Однако проведенные расчеты по альтернативной методологии, предложенной нами, показали обратный результат: — наиболее экологически безопасным объектом является Краснодарская нефтебаза (рис. 3).

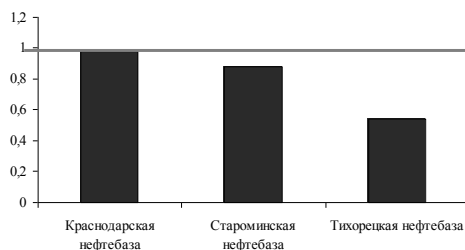


Рис. 3. Расчет безопасности загрязнения по альтернативной методологии

Несмотря на то, что уровень опасности загрязнения Краснодарской нефтебазы максимальный, наименьший возможный для данного объекта уровень лишь на 1 % ниже реально существующего, т. е. оценка экологической безопасности объектов по предложенной нами методологии позволяет практически исключить вероятность возникновения ошибочных выводов (рис. 4).

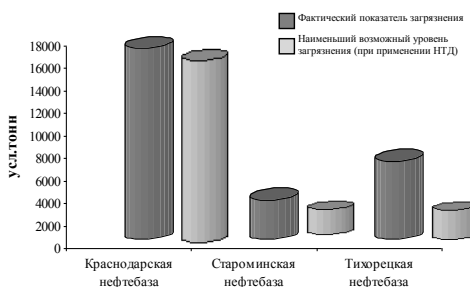


Рис. 4. Сравнение реальных показателей и показателей с учетом применения наилучших доступных технологий



Практическое апробирование методологии

Апробирование представленной методики осуществлялось на нефтебазах ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт». В связи с тем, что оценка опасности загрязнения почвы и подземных вод в Обществе с 1999 года производится методом геоэкологических исследований и на довольно большом промежутке времени превышения допустимых концентраций нефтепродуктов не зафиксировано, при расчете уровня экологической безопасности объектов нашего Общества величина ущерба этих экосфер принимается равной 0. В итоге диапазон нашего исследования сузился до одной экосферы — приземной атмосферы.

Результаты проведенного исследования позволили классифицировать нефтебазовое хозяйство нашего Общества по следующим 3 уровням:

- 1 уровень — высокий уровень безопасного функционирования (K составляет 0,91–1, I составляет 0–69 усл. ед.);
- 2 уровень — средний уровень безопасного функционирования (K составляет 0,76–0,90, I составляет 70–199 усл. ед.);
- 3 уровень — низкий уровень безопасного функционирования (K составляет 0,50–0,75, I составляет 200–400 усл. ед.).

Таким образом для нефтебазового хозяйства средний уровень K составляет 0,71, а уровень I — 191 усл. ед.

Существующие на настоящий момент времени уровни K и I являются неудовлетворительными и требуют улучшения. В частности уровень I лучше среднероссийского для предприятий нефтепродуктообеспечения (это 250 усл. ед.), но уступает среднекраевому в отрасли (это 140 усл. ед.). Среднероссийский и среднекраевой показатели рассчитаны предложенной нами методикой на основании статистических данных, размещенных на официальном сайте Федеральной службы государственной статистики РФ.

Улучшение уровня экологической безопасности нефтебазового хозяйства Общества возможно достичь путем привлечения крупных капитальных вложений в реконструкцию объектов. В связи с этим, результаты проведенных нами расчетов экологической безопасности были включены в интегрированную систему оценки (включающую также логистическое и экономическое обоснование), которая используется при планировании мероприятий реорганизации нефтебазового хозяйства ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт».

По итогам проведенной корректировки производственной программы развития Общества шесть нефтебаз 3 уровня экологической безопасности в период до 2014 года будут ликвидированы, одна нефтебаза третьего уровня и три нефтебазы второго уровня экологической безопасности будут реконструированы. При этом к 2014 году средний уровень K составит 0,89, а уровень I — 98 усл. ед., т.е. значения интегрированных характеристик улучшатся по сравнению с текущей ситуацией и приблизятся к оптимальному значению для нашего предприятия.

Заключение

При ограниченности финансирования природоохранных мероприятий возникает необходимость выбора первоочередных действий, а применение вышеуказанной методики позволяет:

- грамотно ранжировать важность и значимость того или иного мероприятия;



- снизить вероятность возникновения рисков предъявления претензий со стороны контролирующих органов;
- уменьшить экологические платежи и штрафы за неудовлетворительное природопользование;
- минимизировать ущерб, наносимый хозяйственной деятельностью дочерних обществ Компании на окружающую среду.

Разработка и внедрение методики диагностики источников флюидопроявлений в межколонном пространстве (на примере месторождения им. Ю. Корчагина)

А. В. Жаковшиков, Ю. Н. Дуванова
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

Одной из основных проблем строительства скважин во всем мире на сегодняшний день является обеспечение качества цементирования обсадных колонн, особенно, в зонах АВПД. Увеличение глубин бурения, усложнение геологических условий все более затрудняет решение этой задачи. Особое место в данном вопросе занимает проблема появления межколонных давлений. Многие зарубежные и отечественные нефтегазодобывающие компании и научно-исследовательские институты уделяют большое внимание изучению проблемы диагностики источников возникновения межколонных давлений (далее МКД), разработке мероприятий по их предотвращению. Однако, на сегодняшний день, при современных подходах к определению источников флюидопроявлений данная проблема остается актуальной.

Как показывает мировая практика, на различных месторождениях скважины с МКД составляют от 25 до 65 % от общего фонда скважин. Например, в Мексиканском заливе практически 30 % фонда скважин имеют давления в одном из межколонных пространств, и более чем в 8000 скважинах присутствуют признаки межколонных давлений. К сожалению, не всегда удается быстро и верно определить источник возникновения межколонных давлений, что влечет дополнительные затраты на проведение различных промысловых и скважинных исследований.

В данной работе предложена методика диагностики причин возникновения МКД. На скважине № 11 месторождения им. Ю. Корчагина в Северной части Каспийского моря апробирован комплексный подход к идентификации источника флюидопроявления в межколонном пространстве.

Разработка и внедрение предлагаемой методики на месторождении им. Ю. Корчагина

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» приступило к освоению первого в Российской части Каспийского моря нефтегазоконденсатного месторождения им. Ю. Корчагина.

Строительство первой добывающей скважины № 11 (конструкция на рис. 1), осуществляемое с ледостойкой стационарной платформы, было осложнено возникновением межколонных давлений.

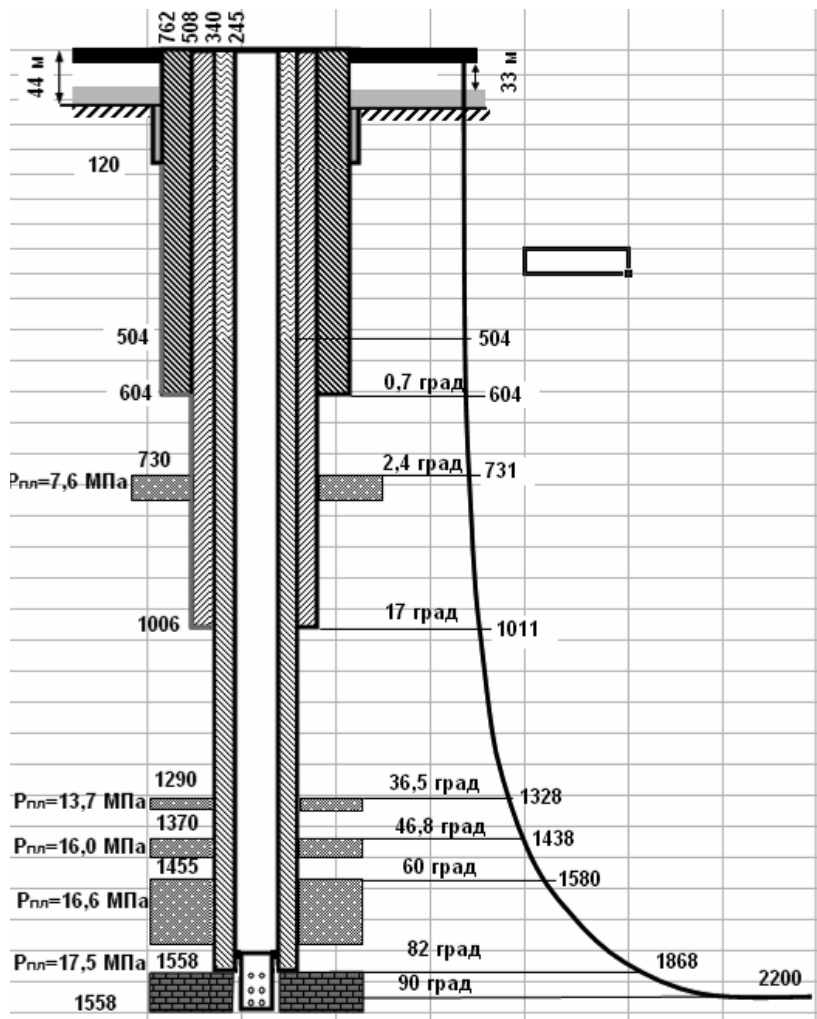


Рис. 1. Типовая конструкция скважин месторождения им. Ю. Корчагина

После цементирования 244,5 мм обсадной колонны была собрана компоновка для разбуривания цементного стакана и оснастки обсадной колонны, но при спуске было выявлено, что верхняя граница цементного стакана находится на 242 м выше, чем предполагалось. Уровень цементного раствора между обсадными колоннами 339,7 мм и 244,5 мм оказался ниже, чем ожидали (межколонное пространство В, рис. 2). По результатам интерпретации данных акустического цементомера было установлено, что «голова» цемента находится на глубине 840 м (148 м перекрытия в предыдущей обсадной колонне).

В феврале 2010 г в том же межколонном пространстве зафиксировали



давление в 2 МПа (межколонное пространство В). Были проведены замеры между 508 мм и 339,7 мм обсадными колоннами, которые также выявили межколонные давления в 5 МПа (межколонное пространство С, рис. 2).

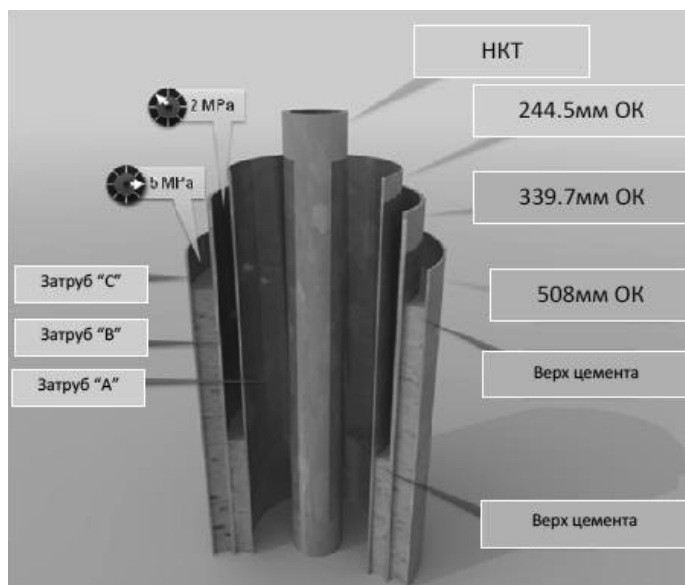


Рис. 2. Схематичное расположение обсадных колонн и цементного камня на скв. № 11 месторождения им. Ю. Корчагина

Для идентификации причин возникновения МКД, выявления интервалов заколонных перетоков специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», при участии авторов работы, был предложен комплексный подход, включающий в себя исследования специальными геофизическими, нестационарными гидродинамическими методами (КВД, парного гидропрослушивания), химическими методами (анализ проб флюида МКП).

Данный подход базировался на следующих этапах:

1) Проведение специальных геофизических исследований:

- Выполнение исследований акустическим цементомером приборами SBT, CBL, USIT
- Исследование скважины методом трехкомпонентного геоакустического шумомера
- Разновременные замеры НКК при стравливании межтрубного пространства

2) Исследование среды межколонного пространства (далее МКП) нестационарными гидродинамическими методами (методы КВД, парного гидропрослушивания):

- Стравливание давлений из МКП с последующей стабильной обработкой через штуцер постоянного диаметра фонтанным способом
- Замеры объемов и расхода притока газа, устьевых давления и температуры



- Регистрация КВД после закрытия МКП на устье
 - Регистрация кривой реагирования в исследуемом МКП на изменение давления в МКП других обсадных колонн, имеющих МКД
 - Отбор проб газа и жидкости для проведения химического анализа
- 3) Анализ проб флюида, бурового раствора и состава углеводородных газов:
- Химический анализ проб газа, отобранного из МКП
 - Анализ хроматограммы экстракта межколонной пробы бурового раствора
 - Дифференцированное сопоставление состава УВ газов, зарегистрированных в процессе бурения в газоносных и нефтеносных интервалах разреза скважин

В результате проделанных работ и исследований получены следующие результаты:

- 1) Разработан оптимальный комплекс исследований для идентификации источников флюидопроявления в межколонном пространстве.
- 2) Выявлены причины возникновения, определены признаки межколонных давлений.
- 3) По результатам исследований подготовлены рекомендации по технологии ликвидации межколонных давлений на скважинах.
- 4) На основе имеющейся информации произведен расчет максимально возможных величин МКД и оценка их критических значений.
- 5) Определен основной порядок действий при диагностике МКД на различных этапах службы скважины.
- 6) Результатами применения диагностики источников МКД в скважине № 11 месторождения им Ю. Корчагина стали:
 - определение причин образования МКД;
 - определение источников и объемов флюидопроявлений в заколонном и межколонном пространстве 244,5х339,7 мм и 339,7х508 мм;
 - определение отсутствия гидродинамической связи между МКП 244,5х339,7 мм и 339,7х508 мм;
 - характеристика среды межколонного пространства 244,5х339,7 мм и 339,7х508 мм.

Выводы

Выполненная разработка и сделанные по ее результатам расчеты, помимо исследовательской и технологической ценности, оправданы и экономически.

В результате ошибочных определений причин и источников возникновения МКД, предприятия несут огромные потери материальных средств на, как правило, безуспешные попытки ликвидации МКД.

Использование данной методики и применение предлагаемого комплексного подхода для определения источников МКД позволит предприятиям оперативно получать достоверную информацию, на ее основе производить технологические расчеты как для безопасной эксплуатации скважин с МКД, так и для планирования технологий их (МКД) ликвидаций.



Оптимизация схемы теплообмена нефти на установке АВТ-4

А. В. Журавлев, В. В. Маковский
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»

В настоящее время одной из основных задач стоящей перед предприятием является экономия энергоресурсов. Работа направлена на экономию топлива и электроэнергии на установке АВТ-4 за счёт внедрения контура тепловой воды.

Оптимизация предполагает переобвязку системы теплообмена с улучшением распределения тепловых потоков и минимальными изменениями существующей схемы (рис. 1,2). Предусмотрено включение в схему нагрева нефти двух недействующих водяных холодильников слопа и гудрона Х-7/2 и Х-26, а также переобвязка 12-ти теплообменников со стороны теплоносителя (Т-8, Т-10, Т-11/2, Т-11/3, Х-27, Х-28, Т-18/1, Т-23, Х-12, Х-3, Т-13/4, Т-17/2).

Реализация данного варианта позволила увеличить температуру нефти перед К-1а с 215 °С до 237÷247°С в сравнении с базовым вариантом. Достижимое увеличение тепловой мощности оптимизированной схемы теплообмена по сравнению с существующей схемой составляет 23,31%. Увеличение диаметра трубопроводов ТВГ позволило оптимально распределить нефть по потокам и увеличить скорости в теплообменниках 4-го потока нефти.

Тепловая мощность схемы увеличилась с 55,99 до 69,04 Гкал/ч. Доля достигнутой тепловой мощности от теоретически достижимой составляет 97,55%.

Работа была внедрена в период капитального ремонта установки в июле 2009 г.

Внедрение предложения позволило отказаться от использования жидкого топлива на установке, а также отключить двигатель аппарата воздушного охлаждения ХВ-11. Удельный расход топливного газа практически не изменился.

Работа внедрена, по материалам работы составлено рационализаторское предложение.

Расчёт экономической эффективности внедрения схемы переобвязки АВТ-4

Увеличение тепловой нагрузки, ккал/ч	1,31E+07
Теплотворная способность мазута, ккал/кг	9,79E+03
Экономия мазута без учёта КПД, кг/ч	1333
КПД печи П-1,2	0,9
Экономия мазута с учётом КПД, кг/ч	1482
Экономия мазута в год, т/год	12 890
Стоимость мазута, руб/т	5593,22
Экономический эффект, руб/год	72 094 073
Стоимость переобвязки теплообменников, руб:	4 500 000
Срок окупаемости, год	0,06
Срок окупаемости, мес	0,75

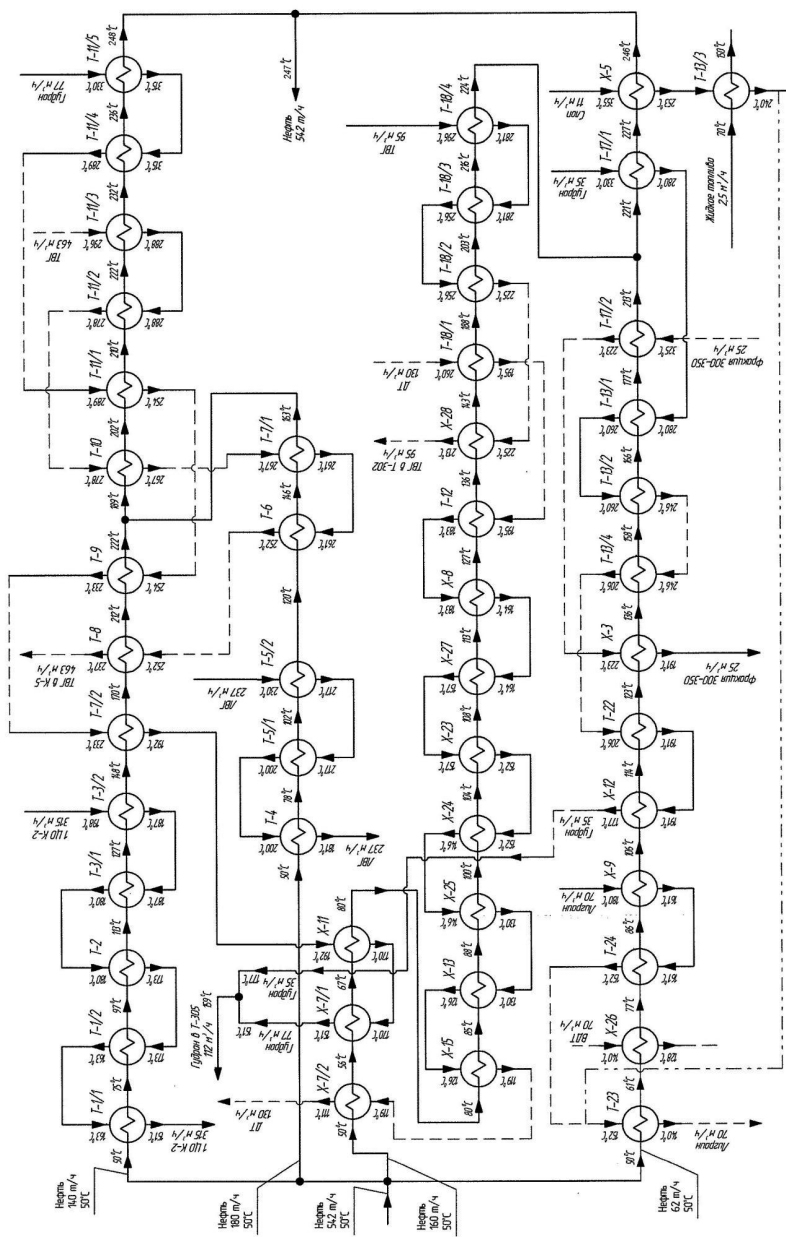


Рис. 2. Схема теплообмена АВТ-4 после реконструкции



Выбор оптимальной геометрии трещины ГРП на примере каменного месторождения

Е. В. Загребельный
ОАО «ТНК-Нягань»

На сегодняшний момент ГРП является наиболее популярным методом интенсификации притока в ствол скважины, так как данный метод является наиболее эффективным, как при освоении скважин, так и для поддержания профиля добычи на более поздних стадиях разработки. Качество гидравлического разрыва пласта (ГРП) определяет большое количество факторов, которые, в свою очередь, в дальнейшем оказывают влияние на продолжительность эффекта после проведения ГРП. К таким факторам относятся определение механических свойств горной породы и фактической геометрии трещины ГРП. Все эти факторы позволяют понизить погрешность получения ожидаемых параметров по добыче. Но работу скважины влияют геологические условия (разлом, сдвиг) и соседние скважины, в частности нагнетательные. На текущий момент планирование ГРП основывается на теории Экономидиса, это получение коэффициента безразмерной проводимости в пределах от 1.5 до 15, но гарантии на получения долговременного эффекта и дальнейшего влияния на систему разработки не учитывается. Все вышеперечисленное послужило составлению основных аспектов работы:

- составление классификации технологий ГРП на основе анализа ГРП с соседних месторождений;
- рассмотрение различных вариантов развития геометрии трещины ГРП на основе программного продукта StimPlan;
- влияние геометрии трещины каждого варианта на коэффициент извлечения нефти на основе программного продукта Eclipse;
- сравнительный экономический анализ;
- программа, которая улучшит качество планирования ГРП, как с точки зрения технологии проведения, так и с точки зрения гидродинамического моделирования;
- выделение основных неопределенностей;
- рекомендации по снятию неопределенностей.

Работа проделана на основе полученных данных с Каменной площади Красноленинского месторождения. Основные критерии выбора сектора для анализа осуществлялись с помощью имеющейся геологической модели (рис. 1). Первым критерием являлся выбор полного сектора ячейки системы разработки (на месторождении система разработки является обращенная 7-ми точка). Вторым критерием — свойства участка должны быть близкими к средним параметрам. И заключительным критерием является то, чтобы скважины в участке имели полный объем информации по ГРП.

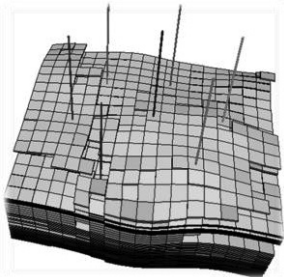


Рис. 1. Сектор для дальнейшего анализа

Прежде чем моделировать ГРП в гидродинамической модели необходимо провести детальный анализ ГРП и составить дизайн ГРП



на адаптированной модели по ГРП в программном продукте СтимПлан. Рассматривались четыре варианта развития геометрии трещины: фактическое ГРП; Tip Screen Out; максимально возможная длина трещины без прорыва в нижележащий водоносный горизонт; максимально возможная длина трещины с прорывом в нижележащий водоносный горизонт.

Моделирование ГРП в гидродинамической модели осуществлялось с помощью программного продукта Eclipse, который включает в себя Near Wellbore модуль. Были внесены необходимые параметры по трещинам ГРП для каждого варианта (в качестве примера для одной скважины табл. 1).

Таблица 1

Параметры для моделирования ГРП в гидродинамической модели

Св-ва Вар-ты	Полудлина трещины, м	Ширина, мм	Ориентация трещины	Кровля трещины, м	Подошва трещины, м	Проводимость	Пористость трещины, %
1	65	5,45	80	1413	1442	1600	40
2	39	9,1	80	1413	1444	6500	50
3	82	6,7	80	1412,5	1441	3150	40
4	145	6,2	80	1413,5	1450,5	2800	40

Далее был произведен сравнительный анализ по коэффициенту извлечения нефти (КИН) и наивысшим коэффициентом обладала модель с максимально возможной длиной без прорыва в водоносный горизонт, КИН составлял 25,2% (рис. 2).

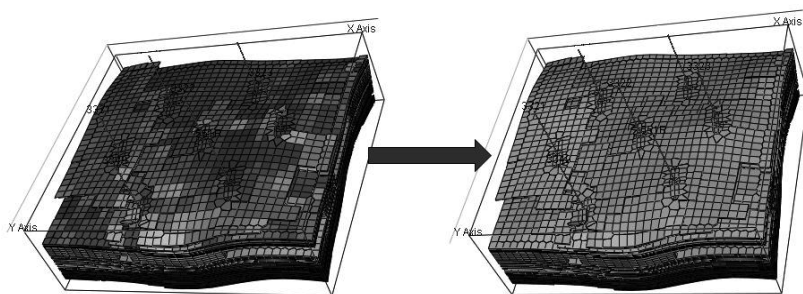


Рис. 2. Гидродинамическая модель с максимально возможными трещинами без прорыва в водоносный горизонт

Так же по сравнительному экономическому анализу вариант с максимально возможными трещинами без прорыва в водоносный горизонт обладал наивысшим NPV (табл. 2).

На основе проделанной работы предлагается следующая программа, которая повысит качество выбора скважин кандидатов под ГРП, выбор оптимальной геометрии трещины.



Таблица 2

Сравнительный экономический анализ по вариантам

Models	TSO	Фактич. ГРП	Максим. длина (без прорыва)	Максимальная длина (с прорывом)
NPV, mln rub	517,523	583,451	689,337	478,521

Программа состоит из следующих пунктов:

- Выбор скважин кандидатов (геолог).
- Выбор вариантов развития геометрии трещины (Инженер ГРП).
- Гидродинамическое моделирование каждого варианта развития (специалист по моделированию).
- Выбор технологий, позволяющие максимально близко достичь необходимых параметров трещины для каждого варианта (Инженер ГРП).
- Экономический анализ вариантов (Экономист).
- Выбор наиболее оптимального варианта развития дальнейшего сценария.

Модернизация отечественных геофизических судов для мониторинга шельфовых месторождений

Н. В. Зинин

ОАО «НК «Роснефть» — Мурманскнефтепродукт»

В настоящее время Россия стоит на пороге промышленного освоения запасов нефти и газа на весьма перспективном российском морском арктическом шельфе. Суммарные прогнозные запасы нефти и газа на шельфе России в пересчете на условное топливо составляют более 100 млрд. Одной из наиболее изученных и перспективных по прогнозным запасам углеводородов является акватория Западной Арктики, где открыто свыше 10 месторождений нефти и газа, среди которых 4 гигантских, например, Штокманское газоконденсатное.

Важная задача в освоении шельфа — развитие российского судостроения.

Морской доктриной Российской Федерации поставлены две задачи на период до 2020 г. Первая, интенсивная разведка нефти и природного газа на Арктическом континентальном шельфе. Вторая, строительство новых геофизических научно-исследовательских судов (НИС) — основного инструмента для проведения разведки запасов углеводородов на континентальном шельфе России. Работа НИС заключается в прохождении участков на акватории (профилей) и излучении при этом в толщу воды сейсмического сигнала, прием и регистрация излученного сигнала, отраженного от различных геологических слоев морского дна. Дальнейшая обработка этих сигналов приводит к получению сейсмограмм, по которым, в конечном итоге, определяется наличие возможных залежей углеводородов на акватории.

Строительство геофизических судов для отечественного флота осуществлялось ранее на верфях России, Польши и Финляндии, но оно практически прекратилось в середине восьмидесятых годов прошлого века. За прошедший период времени многие суда были списаны, оставшиеся используются, в большинстве своем, на контрактных работах у зарубежных компаний, и срок их службы неумолимо подходит к концу.



Цель работы — разработка системного подхода к проведению модернизации геофизических судов, общий срок службы которых в настоящее время составляет 25 лет, и к продлению срока службы и поддержания их технико-технологических параметров на современном уровне.

Анализ состояния геофизического флота России показал, что построенные в 70-х годах прошлого века малотоннажные геофизические суда (водоизмещением менее 1000 т) к настоящему времени, в большинстве своем, списаны, а основу флота составляют построенные в 80-х годах XX века среднетоннажные суда пр. 16151 (рис. 1), пр. В-93, пр. 650, пр. 3870.



Рис. 1. Геофизическое судно пр. 16151 «Чайво»

Анализ характеристик современных геофизических НИС позволит сформулировать некоторые общие требования к геофизическому судну: наличие большого палубного пространства для размещения геофизического оборудования и его технического обслуживания, рациональная установка пультов управления этим оборудованием; увеличение автономности и т.п. Такие требования следует учитывать как при строительстве новых судов, так и при модернизации или во время планового ремонта существующих судов.

Модернизация и ремонт судна осуществляются по технической документации, разработанной специализированной организацией. При выполнении модернизации приходится решать вопросы увеличения размера судна, улучшения его мореходности, наличия ледовых усилений корпуса, особенно с учетом перспективности поисковых исследований в арктических морях. Существенное влияние оказывают технологические возможности предприятия, где модернизируется судно, требуемая для буксировки мощность энергетической установки, допустимые уровни гидроакустического шума, создаваемого судном, уровни вибрации и акустического шума, обитаемость судна и т.п.

Модернизацию судов можно рассматривать как инновационную деятельность. Именно в процессе модернизации осуществляется разработка, освоение и реализация научно-технических нововведений, которые непосредственно связаны с получением и воспроизводством уже в новом, расширенном виде, научных, научно-технических знаний и их материализацией в виде усовершенствованной СТС, каковой и является модернизированное судно.



Исследования, проведенные в данной работе, отечественный и зарубежный опыт эксплуатации геофизических судов позволяют предложить методику модернизации геофизических судов.

Модернизация геофизических судов должна производиться путем выполнения определенных логически связанных последовательных этапов:

- анализ планируемых геофизических работ;
- определение необходимой номенклатуры геофизического (сейсмического) оборудования для проведения планируемых работ;
- выявление потребности в дополнительных площадях и объемах судового пространства для размещения на геофизических судах нового сейсмического оборудования; определение необходимого количества буксируемых сейсмоков, их протяженность и расстояние между ними и между крайними косою;
- обеспечение модернизированным сейсмокомплексом;
- определение требуемой буксировочной мощности судна для возможности выполнения им работ с новым сейсмокомплексом;
- разработка технологии спуско-подъемных операций модернизированного сейсмокомплекса с учетом способа отведения и расстановки сейсмоков;
- обоснование необходимости наличия ледовых подкреплений корпуса судна с учетом перспективности исследований в арктических и дальневосточных морях;
- анализ возможных негативных последствий модернизации геофизических судов;
- увеличение автономности модернизируемого геофизического судна не менее, чем до 60 суток за счет введения смены экипажей в море, повышения надежности машин и механизмов, переоборудования части балластных цистерн в топливно-балластные, дозаправки судна топливом в море;
- принятие мер для достижения допустимых уровней гидродинамического шума, создаваемого судном и судовым оборудованием;
- дооборудование геофизического судна относительно малого водоизмещения вертолетным комплексом с целью улучшения льдопроходимости судна при мониторинге углеводородного сырья на арктическом шельфе и т.п.;
- разработка основных принципов технологии проведения комплексной модернизации геофизических судов, позволяющих проводить работы как на отечественных, так и на зарубежных верфях;
- проверка соответствия геофизического судна действующим Конвенционным требованиям по ПЗМ и СОЛАС, устранение несоответствий

Для разработки подробных технологических алгоритмов, планов и карт модернизации геофизических судов, имеющих назначенный срок службы 20–25 лет, может быть предложена следующая структурно-логическая схема технологии этой модернизации, представленная на рис. 2

Для проведения отдельных видов геофизических работ с борта неспециализированных судов разработан специальный транспортальный комплекс геофизического оборудования, включающий источник колебаний, компьютерное оборудование и средства связи.

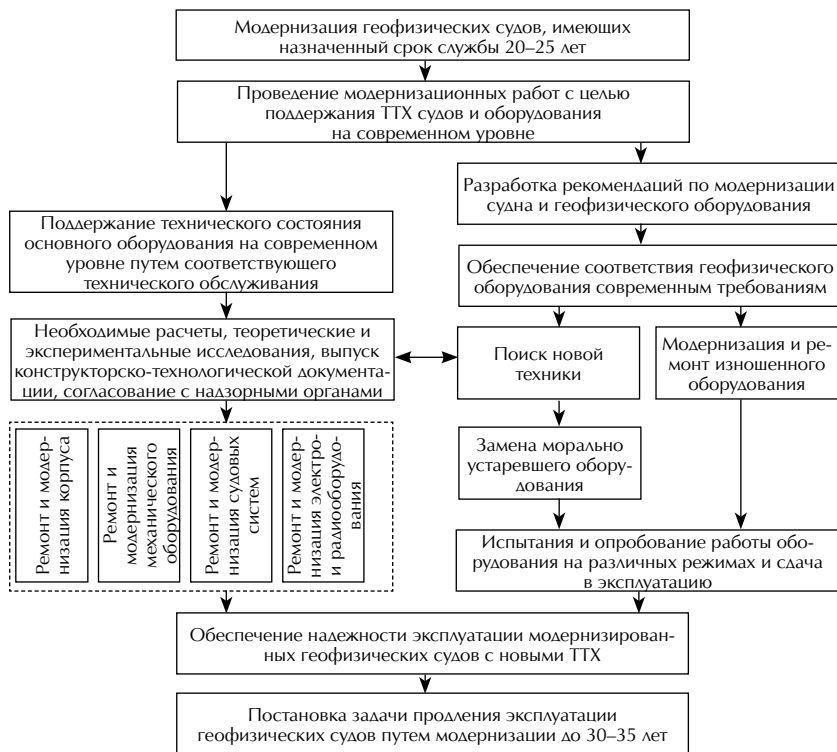


Рис. 2. Структурно-логическая схема технологии модернизации НИС

Для работы на мелководье спроектирован мобильный плавучий источник сейсмических колебаний (МИСК). МИСК представляет собой плавсредство габаритами 10×6 м с минимальной осадкой, изготовленное по специальной технологии из полиэтиленовых труб и оборудованное комплексом геофизического оборудования. На МИСК используются пневмопушки типа «Пульс-2», спроектированные в НИИ Моргеофизики. Конструкция ПП и принцип ее работы приводятся в приложении к работе. На мелководье ПП дооборудуются специальным изготовленным экраном (шейпером) который должен направлять энергию, излучаемую ПП, в сторону морского дна.

Заключение

Результаты данной работы могут быть использованы при выполнении модернизационных работ на судах пр. В-93, 650, 3870. Достоверность результатов обоснована необходимыми расчетами.

Внедрение упомянутой модернизации в отечественную промышленность, даст существенную выгоду государству или компании при модернизации отечественных геофизических судов 80-х и 90-х годов постройки, за счет экономии средств при конверсионной модернизации гражданских судов на судоремонтных предприятиях, и будет способствовать технологическому развитию экономики.



Внедрение системы вертикального планирования от проекта с целью эффективного управления затратами

Т. В. Зиновьева

Пермский филиал ООО «БКЕ»

В последние годы российские компании нефтегазовой отрасли уделяют пристальное внимание вопросам совершенствования управления. И это не удивительно, ведь движение в сторону общепринятых в мире стандартов и методов ведения бизнеса с применением современных программных средств является серьезным рычагом повышения стоимости компании. Кроме этого, в условиях жесткой конкуренции любое, даже незначительное снижение издержек, может принести существенные выгоды. В настоящее время все большую популярность приобретают технологии проектного управления (Project management), призванные помочь руководителям проектов координировать деятельность исполнителей, обеспечивать успех проекта, под которым принято понимать:

- Выполнение проекта в соответствии со спецификациями (качество).
- Выполнение проекта в срок.
- Выполнение проекта в пределах бюджета.

Говоря о деятельности ООО «БКЕ», успешным можно считать проекты, выполненные в соответствии с проектной документацией, в пределах проектных сроков, соблюдая коммерческие скорости бурения, недопуская претензий со стороны Заказчика. Кроме этого, важным является обеспечение безусловного выполнения установленных технико-экономических показателей Филиалов и компании в целом. Поскольку ООО «БКЕ» можно считать проектно ориентированной компанией, внедрение методов и принципов проектного управления является важным для ее успешного развития и призвано способствовать реализации стратегических и тактических целей компании.

Несмотря на выполнение экономических показателей работы Пермского Филиала, в текущих рыночных условиях постоянно необходимо доказывать свою конкурентоспособность. Этот факт, а также проблемы, с которыми приходится сталкиваться при контроле и анализе результатов работы, делают совершенствование управления актуальной задачей. Приходится констатировать тот факт, что на сегодня оперативное планирование производства не соответствует требованиям времени, а также характеру организационной структуры БКЕ и вертикально выстроенной системе управления. Не ведется должной работы по план-факт анализу статей затрат службами, ответственными за них, отсутствует четкая система ключевых показателей, которая бы отражала эффективность различных аспектов деятельности и была выстроена в соответствии с организационной структурой по вертикали от показателей работы бригад. При этом показатели работы бригад, цехов и структурных подразделений соответствовали требованиям, предъявляемым к Филиалу. Кроме этого, получить адекватную картину выполнения ключевых показателей работы бригад представляется достаточно сложным, даже только по экономическим характеристикам, таким, например, как выполнение плановой себестоимости, не говоря уже о более конкретных показателях. На сегодняшний день отсутствует система определения лимитов затрат и невозможно



проверить их обоснованность. Нормы расхода материалов, разработанные на базе фактических данных и требований технологии, не применяются, так как разработкой и анализом их обычно исполнители на местах не занимаются. Не должным образом функционирует управленческий расчет, поскольку используется только расчет затрат по факту без применения расчетных цен. В результате низок контроль над затратами подразделений основного производства: непосредственные исполнители работ не представляют себе те показатели, от которых зависит результат их работы и, в принципе, дальнейшая система премирования как Филиала, так и департаментов, условием которого является выполнение нормативной себестоимости. Поэтому и подразделения не являются заинтересованными в выполнении плановой себестоимости, что ведет либо к некорректному планированию, либо к росту затрат.

Одним из наиболее оптимальных вариантов совершенствования системы управления проектами является разработка и внедрение вертикально выстроенной системы планирования ключевых показателей деятельности, которая будет в письменном виде доводиться до исполнителей и определять в количественном и стоимостном выражении цели, которые поставлены перед ними на планируемый период. Главный принцип ядра этой системы — это планирование, учет, контроль и анализ тех затрат, которые непосредственно зависят от качества и эффективности их работы и могут быть достоверно учтены. Особое внимание следует уделить разделу планирования, поскольку если действия по планированию производятся надлежащим образом, а планы проекта и задач, их расписания и бюджеты хорошо документируются, появляется возможность надежно контролировать выполнение этих задач, соблюдение сроков и затраты.

Основной целью предлагаемой системы планирования и учета затрат является установление взаимопонимания относительно того, что необходимо достичь и как это сделать, а также снабжение руководства актуальной и достоверной информацией о планирующихся и понесенных производственных затратах, нормативных и фактических сроках для принятия руководством управленческих решений. Основным принципом системы показателей должно быть то, что сформулированные цели должны соответствовать принципу SMART. При этом планирование ключевых показателей должно отталкиваться от следующих исходных источников:

- Проектная документация, исходя из которой формируется наряд на работу и определяется нормативный срок ее выполнения.
- Выведенные исходя из технологических требований, а также фактических результатов по прошлым аналогам, справочники расхода материалов и справочники работы техники.
- Справочники расчетных цен, представленные в электронной базе. Для логики соответствия условий формирования плановых показателей на уровне Филиала, структурных подразделений и бригад они должны быть едиными и корректироваться при пересмотре бизнес-плана Филиала.

Система управления затратами проекта включает в себя такие процессы:

- Оценка ресурсов операций, которая призвана определить какие ресурсы (человеческие ресурсы, оборудование или материальные средства) будут использоваться и в каком количестве.
- Стоимостная оценка — определение примерной стоимости ресурсов, необходимых для выполнения операций проекта.



- Разработка сметы затрат — суммирование оценок стоимости отдельных операций или пакетов работ и формирование базового плана по стоимости.

В наиболее общем виде логика планирования ключевых показателей представлена на рис. 1:

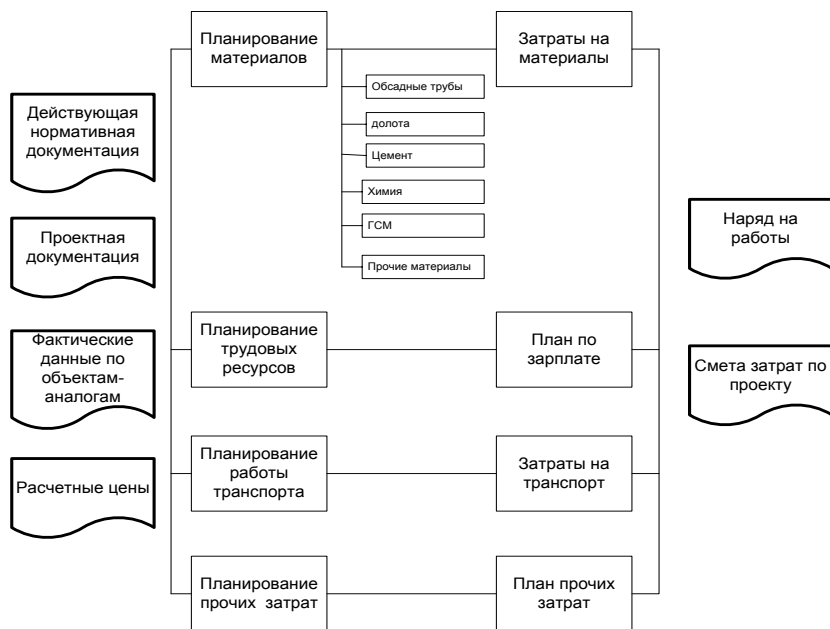


Рис. 1. Схема планирования ключевых показателей затрат

Для управления результатами работ, соответствующих планам-графикам и нормативной и проектной продолжительности, необходима процедура, ключевым документом которой является наряд на работу. Наряд на работу должен быть не формальным документом — он должен составляться до начала соответствующих работ и предоставляться мастерам бригад. Помимо прочих, в обязательном порядке наряд должен содержать следующие пункты:

- краткое, но всеобъемлющее описание работы;
- общую нормативную продолжительность работ;
- ФИО составителя и внутренний телефон;
- подпись начальника департамента и исполнителя (инженера по нормированию цеха);
- подпись лица, уполномоченного взять на себя ответственность за выполнение указанной работы.

Далее на основании наряда на работы формируется смета затрат бригады.

Имеющиеся плановые показатели будут доводиться до непосредственных исполнителей, что позволит им осознавать влияние своих действий на результат работы и премирование. В свою очередь рассчитанные плановые затраты будут сводиться в смету затрат цехов и департамента. При этом, расчет прямых



затрат от каждого проекта позволит формировать более обоснованные планы, ускорить процесс планирования при смене производственной программы.

По итогам выполнения работ предполагается проведение оценки, которая включает:

- Определение текущего состояния проекта путем оценки времени фактически выполненных работ, текущих и ожидаемых технических результатов и затраченных ресурсов (времени, трудовых и стоимостных затрат).
- Осуществление мониторинга выполнения стоимости с целью обнаружения и анализа отклонений от базового плана по времени и затратам.
- Информирование участников и исполнителей об отклонениях.
- Фиксирование причин и ведение записей, содержащих информацию об отклонениях факта от базового плана.

Для успешного внедрения и функционирования системы предлагается выполнение следующих этапов:

Этап № 1. Разработка классификаторов затрат с целью единообразия плановой и фактической информации, обеспечения возможности сопоставления данных. Классификатор затрат будет содержать перечень всех затрат по элементам, номенклатуру материальных статей, коды, ответственных за их планирование и контроль.

Этап № 2. Работа со специалистами ответственных служб по утверждению форм отчетности. Данный этап является важным, поскольку от его результатов будет зависеть удобство работы с отчетными формами. Кроме этого по результатам работы с каждой службой предполагается формирование регламента, определяющего методику формирования плановых затрат и процедуру сбора фактического результата.

Этап № 3. Разработка регламента по формированию сметы затрат бригад экономистами цехов. Поскольку в функционировании этой системы будет задействовано множество различных специалистов, которые являются представителями различных функциональных подразделений, в этих условиях регламентация информационных потоков между отделами и подразделениями — это единственный способ отладить сквозные бизнес-процессы.

Этап № 4. Обеспечение согласованности плановых и фактических показателей на различных уровнях: сметы затрат бригад, бюджеты цехов и департаментов, бизнес-план Филиала.

Реализация данных мероприятий и ответственное отношение специалистов, задействованных в этом процессе, необходимы для совершенствования системы управления, облегчения работы по планированию затрат, а также определения причин их отклонений, начиная от уровня работы конкретных бригад.

Как гласит известный афоризм бизнеса, «невозможно управлять тем, что нельзя измерить». Иными словами, для грамотного и эффективного управления необходимо планирование, отслеживание и анализ каждого ключевого показателя, влияющего на результат работы компании. Построение вертикально выстроенной системы планирования позволит также сделать процедуру управления затратами более эффективной, поскольку непосредственные исполнители будут осведомлены о лимитах, а функциональные службы будут иметь возможность видеть наполнение статей своих затрат, что вместе с отслеживанием фактических затрат приведет к более обоснованному при-



нению управленческих решений. Кроме этого, предполагается, что данная система будет способствовать:

- облегчению поиска резервов снижения затрат;
- фиксации результатов бригад для определения возможности повышения эффективности работы бригад;
- накоплению статистических данных и оптимизации затрат по расходу материалов;

с учетом предполагаемой дальнейшей автоматизации облегчению процесса планирования, оценки результатов и пояснения отклонений.

На первых этапах предлагается осуществить полную отработку системы планирования и контроля ключевых показателей от скважин на базе электронных таблиц Excel, по возможности автоматизируя определенные операции. Далее необходимо осуществление автоматизации на базе программных комплексов, примером которых могут служить MS Project Professional и MS Access.

MES-система

П. В. Ишимцев

ООО «НОВАТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК»

ООО «НОВАТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК» предназначен для переработки деэтанализованного углеводородного конденсата газоконденсатных месторождений с получением в качестве товарных продуктов стабильного конденсата и сжиженных углеводородных газов (СУГ), которые будут отправляться потребителям железнодорожным транспортом. Товарная продукция:

- газы углеводородные сжиженные;
- стабильный газовый конденсат.

Программно-технический комплекс (ПТК) АСУ Пуровского ЗПК строится в виде функционально и территориально распределенной многоуровневой иерархической структуры на базе технических средств системы «DeltaV» фирмы «Emerson Process Management» (США). «DeltaV» является масштабируемой полнофункциональной распределенной системой управления с высоким уровнем интеграции аппаратных и программных средств и единой распределенной базой данных, доступ к элементам которой осуществляется по их именам (идентификаторам). Это значительно упрощает разработку и отладку алгоритмов управления, использующих переменные из нескольких контроллеров.

Ставшая уже классической схема, характеризующая взаимное расположение сфер применения систем автоматизации, представляет собой трехуровневую структуру.

Нижний уровень занимают системы уровня АСУТП — внутрицеховая автоматизация, уровень автоматизации технологических установок, сбора данных с различного рода датчиков и т. д.

Центральный уровень — системы MES. Управление производственным предприятием. MES (сокр. от англ. Manufacturing Execution System) — исполнительная система производства. Системы такого класса решают задачи синхронизации, координируют, анализируют и оптимизируют выпуск продукции в рамках какого-либо производства. Главное отличие MES от ERP заключается в том, что MES-системы, оперируя исключительно производственной информа-



шей, позволяют корректировать либо полностью рассчитать производственное расписание в течение рабочей смены столько раз, сколько это необходимо. В ERP-системах по причине большого объема административно-хозяйственной и учетно-финансовой информации, которая непосредственного влияния на производственный процесс не оказывает, перепланирование может осуществляться, не чаще одного раза в сутки. За счет быстрой реакции на происходящие события и применения математических методов компенсации отклонений от производственного расписания, MES-системы позволяют оптимизировать производство и сделать его более рентабельным. MES-системы, собирая и обобщая данные, полученные от различных производственных систем и технологических линий (нижний уровень пирамиды), выводят на более высокий уровень организацию всей производственной деятельности, начиная от формирования производственного заказа и до отгрузки готовой продукции на склады. MES системы реализуют связь в реальном времени производственных процессов с бизнес процессами предприятия и улучшают финансовые показатели предприятия, включая повышение отдачи основных фондов, ускорение оборота денежных средств, снижение себестоимости, своевременность поставок, повышение размера прибыли и производительности. MES-системы формируют данные о текущих производственных показателях, включая реальную себестоимость продукции, необходимые для более качественного функционирования ERP систем.

Таким образом, MES — это связующее звено между ориентированными на финансово-хозяйственные операции ERP-системами и оперативной производственной деятельностью предприятия на уровне цеха, участка или производственной линии.

Центральное положение в этой структуре, наделяет MES способностью выполнять интеграционные функции: с одной стороны, системы MES призваны объединить всё имеющееся на предприятии разнообразие разрозненных систем цехового уровня. С другой — осуществить обмен данными с ERP, передать оперативные данные о продукции производства, случаях выпуска брака, простоях, авариях, использованного сырья и материалов и так далее; получить «сверху» план, номенклатуру изделий, которые необходимо произвести в соответствии с потребностями рынка, и обеспечить информационную поддержку выполнения этого плана.

Кроме интеграционных, на MES возлагается большое число других функций: оперативное (детальное) планирование, контроль состояния и распределения ресурсов, диспетчеризация производства, отслеживание генеалогии продукции, анализ производительности, управление качеством, сбор и хранение исторических данных и т. д.

Поскольку MES — это та система, в которую стекается вся информация о производстве, именно она способна помогать управлять эффективно. Функции, выполняемые MES-системами, могут быть интегрированы с другими системами управления предприятием, такими как:

- планирование Цепочек Поставок (SCM),
- продажи и Управления сервисом (SSM),
- планирования Ресурсов Предприятия (ERP),
- автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП), что обеспечит своевременное и всеобъемлющее наблюдение за критическими производственными процессами.



Пути решения проблемы

Одним из главных условий эффективного управления предприятием является достоверная и оперативная информация о состоянии производства, а именно:

- текущее состояние ТП основных объектов;
- данные подсистем коммерческого учета сырья и готовой продукции;
- состояние вспомогательного оборудования;
- результаты диагностических исследований;
- данные по техническому обслуживанию технологического оборудования;
- качество поступающего сырья и готовой продукции;
- потребление энергоресурсов и экологическая обстановка.

Вся эта информация обычно содержится в бумажных отчетах или разнородных БД и потому часто недоступна или содержит устаревшие данные.

В настоящее время на предприятиях управленческие решения принимаются, главным образом, на основе практического опыта специалистов. Повышение эффективности, оперативности и объективности управленческих решений, снижение влияния субъективных факторов можно обеспечить путем использования специалистами предприятия агрегированных объективных данных РВ о состоянии ТП и производства, в целом. На постсоветском пространстве сформировалось несколько основных подходов к автоматизации управления производством в РМВ, в рамках которых ведутся работы по созданию автоматизированных систем управления производством (АСУП), информационных систем производства (ИСП), автоматизированных систем обшезаводского диспетчерского управления (АСОДУ), систем поддержки принятия решений (СППР) и др. Как правило, объем реализуемых функций и подходы к решению функциональных задач на различных предприятиях индивидуальны и обусловлены потребностями специалистов в производственной информации на момент внедрения информационной системы. Разработанная в 1980 г. компанией OSIsoft (США) информационная платформа производства РВ PI System (Plant Information System) ознаменовала собой появление нового уровня в информационной структуре предприятия. Это средний уровень, который служит средством объединения уровня управления производственными процессами (DCS, SCADA, PLC, LIMS) и уровня автоматизации и оптимизации бизнес-процессов (ERP). Система управления производством выполняет две наиболее важные функции:

- интеграцию действующих на предприятии АСУ и создание единого информационного пространства данных производственно-технического характера;
- обработку и представление данных РВ по всему производству.

Сбор информации от различных систем осуществляется при помощи специализированного ПО — PI-интерфейсов. В настоящее время в библиотеке PI насчитывается более 370 стандартных (OPC, DDE, RelDB, ModBus и др.) и специализированных интерфейсов, практически ко всем существующим системам DCS и SCADA. Архив данных PI System является уникальным программным продуктом, который при помощи специальных патентованных алгоритмов обеспечивает одновременный ввод большого объема измеряемых параметров (до 100000 измер./с), хранение данных в сильно сжатом виде



(сжатие в 5...20 раз) вместе с меткой времени, имеющей миллисекундную точность. Архив позволяет оперативно выдавать данные РВ для клиентских приложений (АРМ специалистов). Архив позволяет также проводить вычисления над данными, хранящимися в архиве или вводимыми в него. Результаты вычислений могут также храниться в архиве. К наиболее распространенным клиентским приложениям относятся:

- PI ProcessBook,
- PI Active View,
- PI DataLink,
- PI ProcessTemplates,
- Web-портал PI ICE.

PI System имеет возможность обмена данными с системами управления бизнес-процессами, таких компаний как SAP, Ваан, Галактика, Парус и др. Модули RLINK, входящие в состав PI System, обеспечивают обмен данными с производственными модулями ERP-систем на базе SAP R/3, JD Edwards OneWorld, MRO Software Maximo и Indus International PassPort/EMPAC. Так же легко осуществляется интеграция с ERP-системами других производителей при помощи драйвера PI ODBC, представляющего архив PI System, как реляционную БД. Кроме того, для обработки производственных данных, используемых для принятия управленческих решений, необходимы специальные программные средства, позволяющие создавать приложения для анализа технологических данных РВ. По причине разнородности и узкой специализации существующих приложений для такого анализа зачастую дублируется разработка пользовательского интерфейса, модели или описания процесса, систем сбора и хранения данных.

На базе прикладного ПО PI System создается единая интегрированная платформа разработки приложений.

Сравнительные показатели с российскими аналогами

Производства сильно различны и их типизация возможна только на более низком уровне — не процессов, а именно элементов и составляющих процессов производства. Скорее продукты класса MES надо рассматривать как инструментальные наборы, состоящие из ряда похожих друг на друга кирпичиков, которые, тем не менее, сами по себе не могут быть применены в конкретной ситуации для решения задач управления производством. В любом случае MES-проект — это построение решения, а отнюдь не внедрение готовой системы. Опыт подобных проектов на Западе позволяет сделать важный вывод: границы и функционал работающих MES-решений не является универсальным, а скорее уникален для каждого предприятия.

Добавьте к этому и несколько технологических проблем. Прежде всего, мы находимся сейчас в самом начале развития систем автоматизации производства и все, что связано с MES, еще находится в стадии разработки. Системы просто не могут быть зрелыми. Кроме того, еще одна ключевая особенность MES-систем как класса ПО — это их неинтегрированность в единый пакет. Сегодняшние российские MES-системы скорее представляют из себя набор слабосвязанных модулей, чем единый интегрированный пакет. Очень часто поставщики платформ класса MES имеют набор разрозненного ПО, покрывающего эту функциональность, но никак не связанного между собой.

Кстати, с этим связано некоторое разделение функций MES на основные и дополнительные. В ранних публикациях по MES первые пять функций



объявляются основными, а остальные, в том числе и управление персоналом, качеством продукции, производственными фондами (техобслуживание) и даже анализ производительности, — дополнительными. И в то время, как основные функции MES-системы неплохо объединяются в единый продукт, большинство дополнительных функций не слишком просто интегрируются с ними.

Еще важный аспект — интеграционный: MES должна уметь проникать в системы низового уровня, для того чтобы получать реальную информацию. Все эти особенности MES приходится учитывать при выборе инструмента. Если эти вопросы не рассматривать при выборе инструмента, то проект имеет очень высокий шанс провала.

PI System используется в России и за рубежом в составе системы «DeltaV» (компания «Emerson Process Management») в качестве глубокого архива. Существуют возможности по расширению встроенного ПО PI System от уровня локальной установки до информационной системы всего предприятия.

Расчет экономической эффективности

Произведен расчет экономической эффективности проекта, был принят ряд условий:

- за смену инженерно-технический работник затрачивает около 3 часов для сверки, анализа и занесения данных в отчеты;
- MES-система позволяет сократить время ввода и анализа данных на 2 часа;
- взята средняя стоимость часа ИТР — 345 руб.;
- оценка проводилась согласно методике оценки инвестиционных проектов для Научно-практической конференции молодых специалистов ОАО «НОВАТЭК»;
- простой срок окупаемости составит 9 мес.;
- затраты составят 1 064 318 руб.

Внедрение поплавого клапана с компенсирующим устройством для автоматической продувки скважин в условиях подземной добычи нефти

П. А. Калмыков, А. А. Дружкова
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»
ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз»

Ярегское нефтетитановое месторождение — месторождение, преимущественно, вязкой, тяжелой нефти, открытое в 1932 году в центральной части Республики Коми на Тиманском кряже, недалеко от современного города Ухты, относится к Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

В настоящее время при разработке Ярегского месторождения высоковязкой нефти применяется шахтный способ добычи нефти в сочетании с тепловыми методами воздействия на пласт (термошахтный способ).

Разработка каждого уклонного блока длится около 10–12 лет. Сначала осуществляются подготовительные работы, включающие проходку горных вы-



работок, бурение скважин, прокладку коммуникаций, монтаж оборудования, арматуры, средств автоматизации.

Добыча нефти на Ярегском нефтетитановом месторождении осуществляется при помощи следующих основных систем разработки: одногоризонтная, двухгоризонтная, подземно-поверхностная.

В ближайшем будущем планируется отказаться от одногоризонтной и двухгоризонтной систем, поэтому подземно-поверхностная система разработки принята как основная.

Данная система предусматривает закачку пара через вертикальные скважины, пробуренные с поверхности по контуру разрабатываемого уклонного блока, а добыча нефти производится подземными добывающими скважинами, пробуренными из галереи. Для более равномерного распределения пара по пласту и повышения его охвата тепловым воздействием, из галереи бурятся парораспределительные скважины, которые пересекают вертикальные нагнетательные скважины или проходят через зону их влияния.

Непосредственно в шахте, а, именно, в буровой галерее уклонного блока операторами по добыче нефти осуществляется процесс нефтедобычи путем продувки добывающих скважин.

Описание процесса добычи нефти шахтным способом

Продувка осуществляется путем открытия скважин до полного истечения нефтесодержащей жидкости и перехода на пар. Пар в скважинах находится под давлением (до 2 кгс/см²), поэтому оставить скважины на постоянном истечении не представляется возможным, т.к. прорывы пара повлекут за собой следующие негативные последствия:

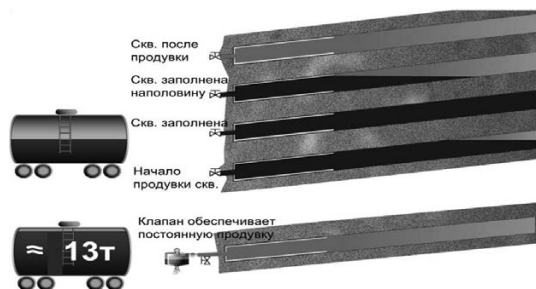
1. Повышение температуры на рабочем месте оператора, образование неблагоприятного общего микроклимата в шахте и, как следствие, ухудшение условий труда операторов по добыче нефти.

2. Снижение времянахождения оператора в добывающей галерее влечет за собой уменьшение добычи за счет простоев наполненных добывающих скважин.

Суточный режим продувки скважин: 3 раза в течение смены, каждые 2 часа, до полного истечения жидкости и перехода на пар, хотя время заполнения ряда высокодебитных скважин составляет от 30 минут. По предварительным подсчетам, в ручном режиме суточные потери нефтесодержащей жидкости составляют 70 м³ или 14 т товарной нефти.

Внедрение поплавкового клапана с компенсирующим устройством практически исключит потери в добыче.

В дальнейшем развитии Ярегского месторождения планируется увеличение объемов закачки теплоносителя, в результате чего станет неизбежным — увеличение тем-





пературы на рабочих местах, что потребует значительных финансовых затрат на мероприятия, связанные по снижению температур в подземных выработках и улучшений условий труда. Однако, существует проект полной автоматизации процесса подземной нефтедобычи. Основным звеном которого является возможность автоматической продувки скважин. Эта возможность стала реальной благодаря внедрению поплавкового клапана с компенсирующим устройством, модель которого была сконструирована нами и успешно прошла испытания в уклонном блоке 1 т-3 НШ-2.

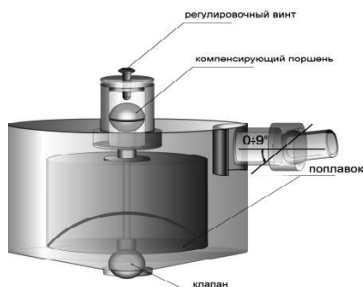
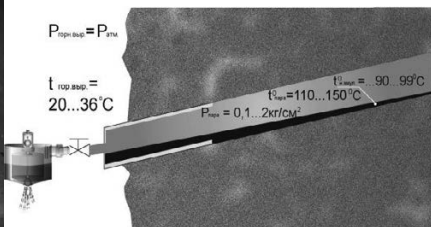
Компания ОАО «ЛУКОЙЛ» в области промышленной безопасности ориентирована на обеспечение безопасных условий труда, персонала и населения, проживающего в районах деятельности Компании. Внедрение клапана с компенсирующим устройством на современном этапе развития месторождения позволит улучшить условия труда операторов, уменьшив их времянахождение во вредных условиях. Также ожидается и снижение температуры в галереях уклонов и общей исходящей струе шахты за счет полного исключения прорывов пара в атмосферу.

Идея с автоматической продувкой скважин не нова. Ранее уже осуществлялись попытки автоматизировать процесс. В 80-х годах была создана пневмоклапанная система, которая проработала достаточно продолжительное время, но в виду больших сложностей с подготовкой воздуха, затратами на обслуживание и отказов в работе была признана неэффективной.

Далее был вариант, можно сказать предшественник, нынешнего клапана, который был изготовлен опытной партией порядка 100 шт. Причиной отказа клапана являлось то, что при выдаче технического задания конструкторам, не было учтено избыточное давление пара в скважине которое может достигать 2 кг/см^2 . Поэтому в виду малой плавучести поплавок происходило запираание клапана. В связи с этим работы по автоматизации были приостановлены.



Основные физические параметры скважины



Хорошо проанализировав предыдущий опыт, мы пришли к выводу, что из 3-х основных физических параметров скважины (давление, температура и приток жидкости) оптимальным было бы срабатывание клапана на открытие, также как и у предыдущей модели от притока, но требовалось конструктивно исключить влияние температуры и избыточного давления, для чего и было разработано компенсирующее устройство.

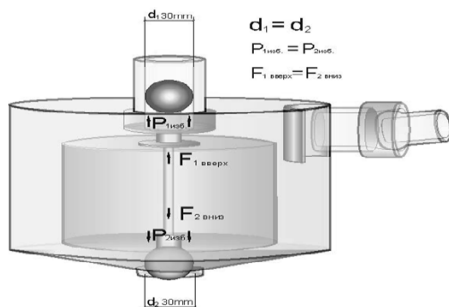


Устройство и принцип действия клапана

Основные части клапана: корпус, клапан, седло клапана, крышка верхняя, крышка нижняя, гильза, компенсирующий поршень, поплавок.

Диаметр седла клапана и компенсирующего поршня одинаковы, т.е. сила, давящая на клапан при избыточном давлении, уравновешивается компенсирующим поршнем, позволяя осуществлять открытие клапана только за счёт плавающего тела (поплавка).

Принцип действия: шаровое соединение позволяет горизонтально установить клапан относительно углу наклона скважины, клапан подсоединяется к скважине через запорную арматуру, оператор открывает скважину, сначала сходит столб скопившийся нефтесодержащей жидкости, силы избыточного давления, давящие на клапан, уравновешиваются компенсирующим устройством, происходит всплытие поплавка, клапан работает в полное сечение. После скважина переходит на работу паром, происходит уменьшение притока нефтесодержащей жидкости, клапан прикрывается, далее скважина саморегулируется на постоянный приток, устройство работает, продукция осуществляется автоматически, прорывы пара исключены.

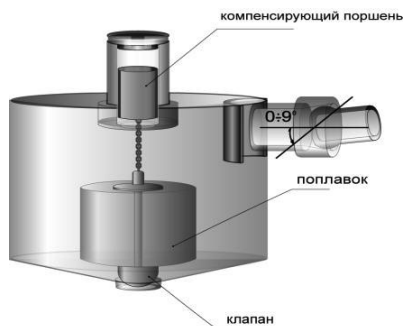


$m_{\text{плав-их частей}} \text{ max } 0,56 \text{ кг}$
 $V_{\text{плав-их частей}} = 2000 \text{ см}^3$
 груз-сть поплавка при $\gamma_{\text{жид}} = 945 \text{ кг/м}^3$
 постоянных t и P 1,89 кг.
 Запас плавучести при $P = \text{const}$ и
 $T = \text{const}$ 1,3 кг.
 при $P_{\text{изб}} = 1 \text{ кг/см}^2$ $F_{\text{ср}} = 5 \text{ кг}$

Опытно-промышленные испытания

В ходе первых испытаний, которые продолжались в течение 15 суток, были выявлены следующие недостатки:

- нестабильность работы из-за большой площади контакта поршня с гильзой (трение, скорый износ);
- попадание частиц в пару поршень-гильза и как следствие заклинивание поршня;
- гибкая связь поплавка и поршня (отклонение поплавка от осевого центра), а также необходимость иметь возможность «прямой» связи компенсирующего поршня с клапаном.

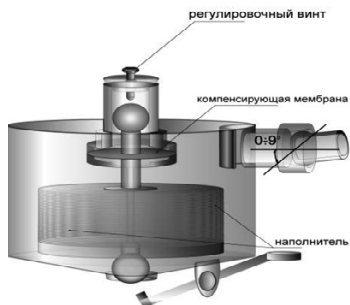


Поэтому в конструкцию были внесены поочередно следующие изменения: компенсирующий поршень-шар, который практически устранял проблему с подклиниванием из-за малого пятна контакта, а жесткая связь компенсирующего поршня с поплавком сделала клапан более компактным, но в тоже



время из-за малого пятна контакта увеличились и объемы прорыва пара. Также стала очевидной проблема полого поплавка из-за разницы температур при установке (30 °С) и эксплуатации (120–140 °С) объем воздуха при нагревании, а это около 30%, вытеснялся из поплавка, уменьшая тем самым его плавучесть, что в итоге негативно отразилось на работе клапана в целом (появилась нестабильность).

Чтобы окончательно решить проблему с возможным подклиниванием, при попадании инородных частиц в пару поршень-гильза, было принято решение о включении в конструкцию компенсирующей мембраны. Суть заключается в том, что она выполняет роль компенсирующего поршня. Полностью исключает прорывы пара и подклинивания, тем самым обеспечивая максимальную надежность и работоспособность клапана.



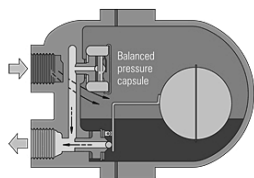
Последние испытания, которые проходили в течение 3-х летних месяцев 2010 г., решением комиссии, были признаны успешными и получены рекомендации к внедрению клапана в процесс подземной нефтедобычи.

Сравнение с существующими аналогами

При решении задачи, связанной с автоматической продувкой, были проработаны все возможные альтернативные технические решения. Аналогов данного устройства нет. Наиболее подходящие по принципу действия и относительно схожими по назначению являются конденсатоотводчики, особенности конструкции которых доказывают то, что использование их в условиях шахты не представляется возможным.

Недостатки конструкции конденсатоотводчика:

1. Наличие в нефтесодержащей жидкости большого количества мелкодисперсных частиц делает невозможным работу механизмов, в конструкции которых находятся шарнирные соединения.

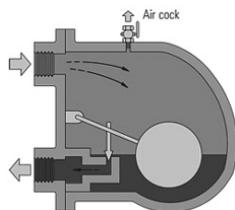


2. Работа на жидкостях с меняющейся плотностью (не гарантируется).

3. Нет возможности проверить работоспособность.

4. Отсутствует возможность прочистки от грязи перезапуском.

Как итог: на рынке нет готовых технических решений.



Тогда как поплавковый клапан соответствует всем основным вышеперечисленным требованиям. Дополнительным преимуществом клапана является его простота в обслуживании. Блочная компоновка позволяет осуществлять ремонт и техническое обслуживание максимально эффективно и оперативно.



Экономическое обоснование проекта

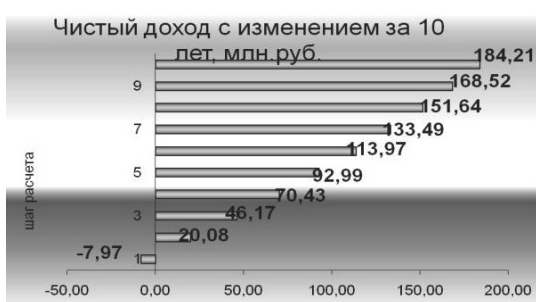
По производственным расчетам объем добычи дополнительной нефти по уклонному блоку 1 Т-3 НШ-2 составит 14 т/сут или 5110 т/год, что составит 11 % от планируемого объема добычи нефти по уклону (всего скважин — 84, высокодебитных — 24).

Для представления экономической эффективности внедрения данного проекта расчеты произведены в целом по НШ-2, где предполагаемый прирост объёма добычи нефти составит 35 т/сут или 12780 т/год, что составит 8,4 % от планового объема добычи нефти. (всего скважин — 220, высокодебитных — 60)

Стоимость реализованной дополнительной продукции в первый расчетный период составит 85 млн руб. в год и 79 млн руб. — во второй, что и будет являться дополнительной выручкой предприятия. При учете налогов, себестоимости и стоимости основных производственных фондов, чистая прибыль предприятия составит 28 млн руб.



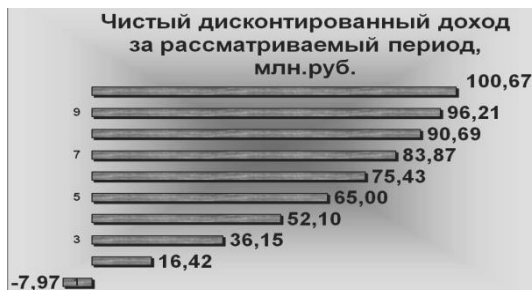
В состав капитальных вложений (которые составят 8 млн руб.) входят:
 Затраты на приобретение клапанов = 7,5 млн (30 тыс. руб×250 шт.)
 Затраты на приобретение запорной арматуры = 95 тыс. руб. (380 руб×250 шт.)
 Затраты на приобретение тройников = 112,5 тыс. руб. (450 руб×250 шт.)
 Доставка = 240 тыс. руб.
 Установка = 22 тыс. руб.



Таким образом чистый доход на конец рассматриваемого периода составит 184 млн руб. (накопленный эффект за расчетный период). Он пока-



зывает чистые доходы инвестора от помещения денежных средств в проект. Если чистый доход больше нуля, то проект принесет больший доход, чем при альтернативном размещении капитала.



Чистый дисконтированный доход составит 101 млн руб (накопленный дисконтированный эффект за расчетный период). Чистый дисконтированный доход также является положительным.

При внедрении данного проекта сократятся доплаты за работу во вредных условиях труда (на человека приходится 1006 руб., 155 человек), что отразится на снижении себестоимости 1 т нефти на 3 руб/т или на снижении производственной себестоимости в размере около 2 млн руб. (1871 тыс. руб.)

Также возможно снижение себестоимости 1 т товарной нефти за счет уменьшения фонда заработной платы.

Снизится нормативная численность операторов по добыче нефти по обслуживанию уклонов. На сегодняшний день по НШ-2 она составляет 36 ед. Высвобождение численности составит 6 ед.

В целом по НШУ «Яреганефть» нормативная численность операторов составляет 155 ед., высвобождение составит 33 единицы.



Высвобождение численности влечет за собой экономию фонда заработной платы и, как следствие, снижение производственной себестоимости 1 тонны товарной нефти, которое составит 24 руб./т. Производственная себестоимость товарной продукции уменьшится на 16 млн руб. или 1%.

Проведенные расчеты позволили определить эффективность и обоснованность проекта также следующими показателями: чистый доход и чистый дисконтированный доход, индекс доходности затрат (отношение суммы денежных притоков к сумме денежных оттоков), индекс доходности инвестиций (отношение суммы элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине суммы элементов денежного потока от инвестиционной деятельности).



Рассмотренные индексы больше единицы, что также говорит о целесообразности внедрения данного проекта и получении экономического эффекта.

Срок окупаемости (продолжительность периода до более раннего момента в расчетном периоде, после которого чистый доход становится положительным) — составит 5–6 месяцев.

Индекс рентабельности (доход на вложенный капитал) составит 10,6.

Показатель	Величина
Чистый доход (ЧД), млн руб.	184,21
Чистый дисконтированный доход (ЧДД), млн руб.	100,67
Индекс доходности затрат	1,52
Индекс доходности дисконтированных затрат	1,49
Индекс доходности инвестиций	24,11
Индекс доходности дисконтированных инвестиций	13,63
Срок окупаемости простой, лет	0,4
Срок окупаемости с дисконтом, лет	0,5
Индекс рентабельности инвестиций	10,6
Уровень рентабельности инвестиций	352%

Результаты произведенных расчетов подтверждают, что данный проект является экономически эффективным.

Но также важным условием повышения эффективности инвестиционной деятельности является правильная эксплуатация введенного оборудования, что скорректируется на начальном уровне эксплуатации.

Применение тампонажных материалов для улучшения качества крепления скважин

Р.А. Карамов

ООО «Буровая компания «Евразия»

Практика строительства нефтяных скважин показывает, что применение существующих технологических приемов, тампонажных материалов в сложных геологических условиях и повышенных требований к охране недр не всегда позволяет обеспечить необходимый уровень их качества. Основными проблемами при изоляции пластов в таких условиях являются недостаточно качественное их разобшение, неоднородность заполнения затрубного пространства цементным камнем, разрушение цементного камня в процессе эксплуатации скважины в результате воздействия на обсадную колонну различного рода нагрузок. Актуальной проблемой становится предупреждение возникновения межпластовых перетоков.

Значение крепления скважин

Крепление скважин является одной из наиболее важных стадий в процессе строительства скважин, а также для дальнейшей эксплуатации. В сто-



имостном выражении смета на крепление составляет 30–40% стоимости скважины. Изоляция продуктивных и вышележащих пластов тампонажным материалом во многом определяет будущий дебит скважины, сохранность природных недр. Поэтому при проведении этих работ необходимо принимать все возможные меры для повышения качества крепления скважин.

Для предотвращения формирования флюидопроводящих каналов в начале периода ОЗЦ необходимо применять седиментационно-устойчивые тампонажные растворы, тампонажные растворы с изолирующей способностью, расширяющиеся цементы. Испытание обсадных колонн на герметичность предлагается проводить не по окончании периода ОЗЦ, а сразу после завершения цементирования.

Факторы, влияющие на качество крепления скважин

Как только цемент затвердевает, связь между цементом, обсадными трубами и стволом скважины становится решающей величиной. Если цементование будет успешным, то цементное вещество должно быть способным поддерживать колонну обсадных труб, защищая их от коррозии и ударных нагрузок, обеспечить герметичность затрубного пространства. Осложненность условий разобшения пластов обусловлена комплексом природных и технико-технических факторов, влияние которых во многих случаях оказывает отрицательное воздействие на качество разобшения пластов и является причиной возникновения различной аварий и осложнений в скважине. Наиболее хорошо изучено влияние технико-технологических факторов, но из-за сложности выделения меры воздействия каждого фактора в отдельности во многих случаях удается оценить лишь их совместное влияние.

Для скважин наличие на обсадных трубах оснастки играет особую роль, так как жестко связывает трубу с цементным камнем, выполняя роль арматуры. Роль центраторов настолько велика, что позволяет утверждать, что цементование не отцентрированной колонны бессмысленно, так как, в принципе, не может обеспечить герметичность зацементированного заколонного пространства. Основным фактором, влияющим на удовлетворительную герметичность затрубного пространства, остается применяемый тампонажный раствор и камень, точнее его изолирующая способность. Направлением в повышении изолирующей способности тампонажных растворов является повышение адгезии цементного раствора-камня к стенкам скважины и металлу обсадных труб. В настоящее время разработаны такие растворы цементно-песчаные смеси (на основе кварцевого песка 5–15%, 85–95% цемента). Это достигается путем повышения адгезионных свойств цементного раствора. Другим путем является повышение адгезионных свойств поверхности обсадных колонн за счет изменения их шероховатости путем нанесения крупнозернистого песка или других частичек на их поверхность. Положительно сказывается на исключение возникновения зазоров между трубами и цементным камнем создание противодавления в затрубном пространстве на твердеющий цементный раствор в период ОЗЦ.

Тампонажные растворы с цементозамещающими компонентами

Проведенные маркетинговые исследования состояния рынка цемента показали, что бурный рост российского строительного рынка продолжает увеличивать спрос на цемент ежегодно на 10%. Учитывая прогнозы темпов строительства сохранится дефицит цемента. Для того, чтобы, в некоторой



степени, уменьшить зависимость стоимости работ по креплению скважин, от отпускных цен цементных заводов на свою продукцию, возникла необходимость разработки тампонажных материалов, включающих в свой состав добавки, стоимость которых значительно ниже цемента. При этом разрабатываемый материал должен соответствовать требованиям ГОСТ 1581–96 на тампонажные портландцементы. Улучшить тампонажно-технологические свойства цементных растворов (повысить прочность цементного камня, снизить водоотделение, повысить седиментационную устойчивость раствора) возможно за счет введения добавок, содержащих оксиды кремния, натрия, железа и алюминия. Проведенный поиск показал, что необходимые компоненты содержатся в отходах производства железорудной и сталелитейной промышленности, а также при сжигании топлива на некоторых ТЭЦ. После просушки и распределения по фракционному составу указанные добавки становятся пригодными для получения тампонажных смесей. При этом их стоимость остается значительно ниже, чем у цемента.

Применение новых технологий

Решающим фактором, определяющим качество крепления скважин, является охрана недр надежным разобщением флюидосодержащих горизонтов друг от друга по всей высоте сооружаемого ствола, предотвращая образование неконтролируемых сообщений с дневной поверхностью. С этой целью проведены мероприятия по повышению качества крепления скважин в ЗСФ ООО «БКЕ» ЭГЭБ-1:

- Применение УЭЦС-245, цементируемых корзин «WEATHERFORD».
- Применение «Целофлека».
- Применение буферных жидкостей.
- Применение сверхлегкого цемента ПЦТ III–СО-50.
- Применение различных цементных растворов для крепления скважин «РН-ЮНГ».

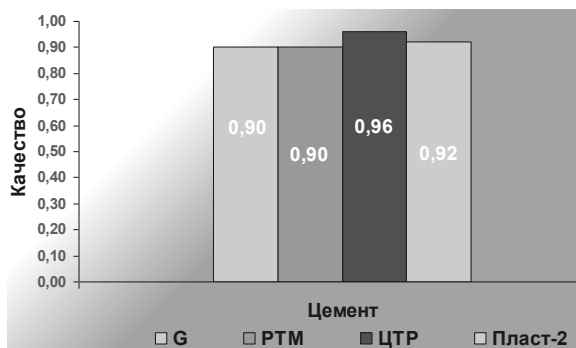


Рис. 1. Сравнение качества крепления различных цементных растворов

Экономический эффект

За счет низкой стоимости цементозамещающих композиций стоимость полученного тампонажного материала ниже на 11%. С ростом цен на цемент экономия будет увеличиваться. Если по ЭГЭБ № 1 годовой объем буре-



ния эксплуатационных скважин на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз» составляет примерно 250 скважин, то экономический эффект от внедрения разработанных составов будет составлять около 3 млн рублей в год. Также экономический эффект будет увеличен за счет уменьшения количества штрафных санкций по ТПП «Когалымнефтегаз» за плохое качество крепления в интервале продуктивных пластов за счет применения тампонажных растворов вместо используемых в настоящее время цементов ПЦТ — С. В 2009 году штрафные санкции за некачественное цементирование составили 3 039 987 рублей.

Таким образом, общий экономический эффект, от внедрения комплекса мероприятий составит около 6 млн рублей в год.

Поддержание энергоэффективности механизированной добычи нефти центробежными электронасосами

С. В. Китаев, И. А. Шаммазов, А. Н. Валиев

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Обеспечение энергетической эффективности нефтяной отрасли, наряду с газовой, является залогом стабильного уровня экономики страны. Нефтяная отрасль включает три основных направления: добычу, транспортировку и переработку нефти. После подписания нового федерального закона об энергосбережении задача экономии энергоресурсов по данным направлениям стала еще более актуальной.

В современных условиях старения существующих фондов оборудования и падения темпов добычи на ряде месторождений энергосбережение позволит поддержать эффективность нефтяной отрасли и обеспечить ей динамичный рост.

Оценка энергетической эффективности работы оборудования производится по результатам энергетических обследований. На основании анализа результатов оценивается эффективность технологических процессов и работы оборудования, затем разрабатываются энергосберегающие мероприятия. Энергосберегающие мероприятия могут быть направлены на повышение эффективности эксплуатации существующего оборудования и технологических процессов, совершенствование методик и способов поддержания энергетической эффективности работы оборудования, применение современного энергоэффективного оборудования в технологических процессах.

Целью работы является разработка методов повышения энергетической эффективности фонда центробежных электронасосов (ЭЦН) с учетом данных эксплуатации.

В работе решались следующие задачи: анализ эффективности работы фонда ЭЦН одного из месторождений Западной Сибири на основе экспериментальных данных, полученных при проведении энергетического обследования, разработка теоретических основ повышения энергетической эффективности эксплуатации насосов и реализация теоретически обоснованных мероприятий на нефтяном промысле с последующим мониторингом внедрения мероприятий и подтверждением экономического эффекта.

При анализе эффективности фонда ЭЦН определялась область фактической работы насоса, которая сравнивалась с рекомендованной областью.



Проведенный анализ показал, что при эксплуатации установок ЭЦН с выходом из рекомендованного диапазона происходит снижение их межремонтного периода и перерасход электрической энергии.

Удельное потребление мощности на подъем 1 м³ жидкости на 1 км для насосов, работающих с выходом из допустимого диапазона характеристик, составляет 6,1 кВт/м³·км, для насосов, работающих в рекомендованном диапазоне характеристик, — 4,2 кВт/м³·км. Предложены инновационные мероприятия для установок ЭЦН на малодебитных скважинах, включающие применение интеллектуальных технологий при их эксплуатации.

В настоящее время при выборе поставщика (завода-изготовителя) установок ЭЦН на нефтяных промыслах не принимается во внимание различие в энергетической эффективности насосов. Исходя из дифференциации энергетической эффективности ЭЦН одинакового типоразмера, актуализируется задача выбора изготовителя ЭЦН с наилучшими показателями с целью сокращения эксплуатационных расходов.

Наиболее простым способом выбора наиболее энергоэффективной установки является проведение сравнительного анализа ЭЦН по КПД и первоначальной стоимости насоса.

Однако неотъемлемым показателем, который необходимо учесть при выборе ЭЦН, является надежность или ее характеристика — вероятность безотказной работы.

Для выбора наилучшего производителя ЭЦН с учетом данных эксплуатации предложена целевая функция определения приведенных затрат (1), учитывающая надежность:

$$Z_{np(i)} = C_i \cdot \frac{1}{\eta_i \cdot P(t)_i} \rightarrow \min . \quad (1)$$

где C_i — первоначальная стоимость ЭЦН i -го производителя; η_i — среднее значение КПД в рабочей области характеристики ЭЦН i -го производителя; $P(t)$ — вероятность безотказной работы, определяется по формуле:

$$P(t)_i = \frac{N_s(t)_i}{N_0} , \quad (2)$$

где $N_s(t)_i$ — число единиц ЭЦН, сохранивших работоспособность в течение промежутка времени t ; N_0 — первоначальное число единиц ЭЦН.

Параметры C_i , η_i , $P(t)$ принимаются индивидуально для каждой марки ЭЦН с учетом изменения параметра во времени на основании произведенного статистического анализа данных по отказам и параметрам эффективности.

В процессе реализации энергосберегающих мероприятий производится контроль показателей эффективности. В настоящее время преимущественно контролируемым показателем является удельный расход энергоносителя, определяемый как отношение расхода электроэнергии к объему перемещенного продукта. Другие контролируемые в условиях эксплуатации технологические параметры работы оборудования позволяют отслеживать лишь установленные режимы. Отклонение значений контролируемых параметров от допустимых величин информирует о сбое в технологическом процессе или в работе установки.

Практический опыт показывает, что для получения достоверной и полной оценки эффективности энергосберегающих мероприятий существующих критериев контроля недостаточно или они малоинформативны.



Отрасли требуются дополнительные интегральные критерии, позволяющие контролировать во времени энергетическую эффективность работы оборудования и технологических процессов. Возможным вариантом повышения уровня контроля энергетической эффективности работы оборудования является совершенствование существующих интегральных критериев.

Для мониторинга эффективности установок ЭЦН с группировкой по кустам или по месторождениям целесообразно внедрение коэффициентов, позволяющих количественно дифференцировать энергетическую эффективность работы установок ЭЦН.

Предложено для сравнительного анализа использовать показатель Джинни, который в экономике используется для дифференциации доходов населения. Коэффициент Джинни изменяется в пределах от 0 до 1.

Применительно к решению данной задачи коэффициент Джинни рассчитывается по формуле:

$$K_L = \sum p_i q_i - \sum p_{i+1} q_i, \quad (3)$$

где p_i — доля насосов, имеющих удельный расход не выше, чем его максимальный уровень в i -й группе; q_i — доля удельных расходов электроэнергии i -й группы в общей сумме удельных расходов электроэнергии, вычисленная нарастающим итогом.

Для оценки энергетической эффективности ЭЦН могут также использоваться дополнительные коэффициенты дифференциации, применяемые в экономической статистике.

Децильный коэффициент дифференциации:

$$K_d = \frac{d_9}{d_1}, \quad (4)$$

где d_9 — величина девятого дециля (10% ЭЦН имеют расход электроэнергии ниже этого значения); d_1 — величина первого дециля (10% ЭЦН имеют удельный расход электроэнергии выше этого значения).

Коэффициент фондов:

$$K_f = \frac{F_{10}}{F_1}, \quad (5)$$

где F_{10} и F_1 — средний удельный расход электроэнергии, наиболее и наименее энергоэффективных ЭЦН (принимается по 10% насосов).

Работа насоса в левой зоне приводит к снижению его ресурса, а также к нерациональному перерасходу электрической энергии. Коэффициенты K_L , K_d и K_f могут принимать значения от 0 до 1, причем ближе K_d , $K_f \rightarrow 1$, тем меньше дифференциация энергоэффективности установок ЭЦН, для коэффициента K_L наоборот приближение $K_L \rightarrow 0$ указывает на снижение расхождения энергетической эффективности насосов. Поэтому, целесообразнее коэффициент Джинни определять по формуле: $K_\ell = 1 - K_L$, тогда $K_\ell \rightarrow 1$.

Для оценки рисков, связанных с возможностью неполучения экономического эффекта от замены насосов на энергоэффективные типы ЭЦН, используется метод определения рисков, применяемый в экономическом менеджменте [5] с помощью коэффициента K_p :

$$K_p = \frac{Y}{C}, \quad (6)$$



где Y — максимально возможная величина убытка от проводимой операции в ходе работ по замене и эксплуатации; C — объем финансовых средств, вложенных в проект.

Шкала оценки риска имеет четыре градации от минимального до недопустимого, в основе которой — значения показателя K_p (табл. 1).

Таблица 17

Шкала оценки риска

Оценка риска	Значение K_p
Минимальный риск	0–0,1
Допустимый риск	0,1–0,3
Высокий риск	0,3–0,6
Недопустимый риск	более 0,6

Основные выводы

На основе эксплуатационных данных по отказам с учетом марок ЭЦН, цен и энергетических характеристик получена методика выбора наилучших ЭЦН Российского производства с точки зрения сокращения производственных расходов.

Предложен способ контроля энергетической эффективности фонда установок ЭЦН на основе 3D-поверхностей, являющихся графической визуализацией удельного расхода электроэнергии на добычу жидкости по скважинам, территориально расположенным на месторождении.

Предложены универсальные коэффициенты Джинии (K_j), децильный коэффициент дифференциации (K_d) и коэффициент фондов (K_f), по величине которых можно оценивать дифференциацию энергоэффективности фонда установок ЭЦН.

Значения коэффициентов K_j , K_d и K_f изменяются в пределах от 0 до 1, причем, чем ближе значения коэффициентов к 1, тем меньше расслоение по энергоэффективности фонда установок.

В настоящее время эффективность фонда ЭЦН оценивается по величине средневзвешенного значения удельного расхода электроэнергии на работу установок. При высокой дифференциации энергоэффективности установок достоверность оценки снижается. Предлагаемые коэффициенты могут быть использованы как дополнительные критерии при оценке эффективности работы фонда для более адекватной оценки, а также при мониторинге реализации энергосберегающих мероприятий.

Предложены способы эксплуатации ЭЦН на малобитном фонде скважин. Экономический эффект по нефтяному промыслу составил 0,5% от суммарного расхода электроэнергии на работу механизированного фонда добычи нефти промысла.

Для оценки риска неполучения экономического эффекта предложен коэффициент K_p , а также организационные действия по снижению риска. Для данной работы по замене насосов на энергоэффективные типы значение K_p составляет 0,21, что соответствует области допустимого риска.



Модернизация системы энергообеспечения тепловой энергией на примере участка по организации железнодорожных перевозок в г. Саратов

Д. А. Клименко

ООО «ЛУКОЙЛ-Транс» ТПУг. Волгоград

В современных экономических условиях, сопряженных с борьбой с последствиями глобального экономического кризиса, перед ООО «ЛУКОЙЛ-Транс», также как и перед сотнями других, стоит проблема оптимизации и минимизации затрат с целью сохранения своего финансового, производственного, человеческого потенциала.

В тоже время, при любой экономической ситуации существует целый ряд сфер без развития которых невозможно нормальное функционирование производственной компании.

К таким сферам и относится теплоэнергетика, стабильное состояние которой обеспечивает надежность работы производственного оборудования, предотвращает разрушение зданий и сооружений и обеспечивает комфортные условия жизнедеятельности работников предприятия.

По существующей схеме энергообеспечения Участка по организации железнодорожных перевозок в г. Саратов Территориально-производственного управления г. Волгоград ООО «ЛУКОЙЛ — Транс» для отопления и горячего водоснабжения используется пар, который поставляет ООО «Саратоворгсинтез».

Ежегодное потребление Участка в паре составляет 2090 Гкал (2430,67 МВт).

Стоимость 1 Гкал пара согласно договору на отпуск пара на настоящий момент составляет 700,84 руб. Общие годовые затраты на покупку и транспортировку пара составят 1464755,6 руб.

В предлагаемой работе рассматривается возможность диверсифицировать источники энергоснабжения Участка.

1. Характеристика объекта

Исследуемый объект (участок по организации железнодорожных перевозок) находится в городе Саратове на территории ООО «Саратоворгсинтез».

Весь производственный комплекс и бытовые помещения расположены в одном здании общей площадью 748,7 м².

Планировка, размещение зданий и сооружений участка выполнены в соответствии с требованиями действующих строительных норм и правил.

Транспортная сеть района представлена железными дорогами общего пользования и автодорогами местного значения.

Рельеф местности равнинный, с небольшими подъемами, в почве преобладает суглинок.

Источником водоснабжения является водопровод ООО «Саратоворгсинтез». Предусмотрено дублирование водовода.

2. Климатологические данные региона

Для данного района выбираются климатологические характеристики согласно

СНиП 23–01–99 «Строительная климатология».



Таблица 1

Климатические характеристики региона

№ п/п	Район расположения города (область, край)	Температура наружного воздуха, °С		Продолжительность отопительного периода n , сутки
		Расчетная, для отопления $t_{p.о.}$	Средняя, за отопительный период $t_{p.ср.}$	
1	г. Саратов	-30	-4,3	196

Таблица 2

Размеры здания

A, м	B, м	C, м	D, м	E, м	F, м	H1, м	H2, м	H3, м	Отношение площади окон к общей площади, $S_{ок}/S_{общ}$
8	9	6	36	6	24	3	7,95	5,1	0,25
Температура в здании (I и III корпуса), $t_{зд}$, °С			Температура в здании (II корпус), $t_{зд}$, °С						
22			5						

3. Определение тепловых нагрузок здания

Основные потери тепловой энергии здания приходятся на стену, крышу, окна и полы.

В основном, на теплопотери влияют следующие факторы:

- разница температур в помещении и на улице;
- теплоизоляционные свойства ограждающих конструкций.

Путем математических расчетов определяются суточные тепловые потери здания.

Суммарные суточные тепловые потери: $Q_{\Sigma} = 121\,230$ Вт.

Суммарную мощность отопления примем с 10% запасом равную 134 кВт.

4. Подбор вида топлива

Произведя расчет теплопотерь, приступим к подбору отопительного оборудования.

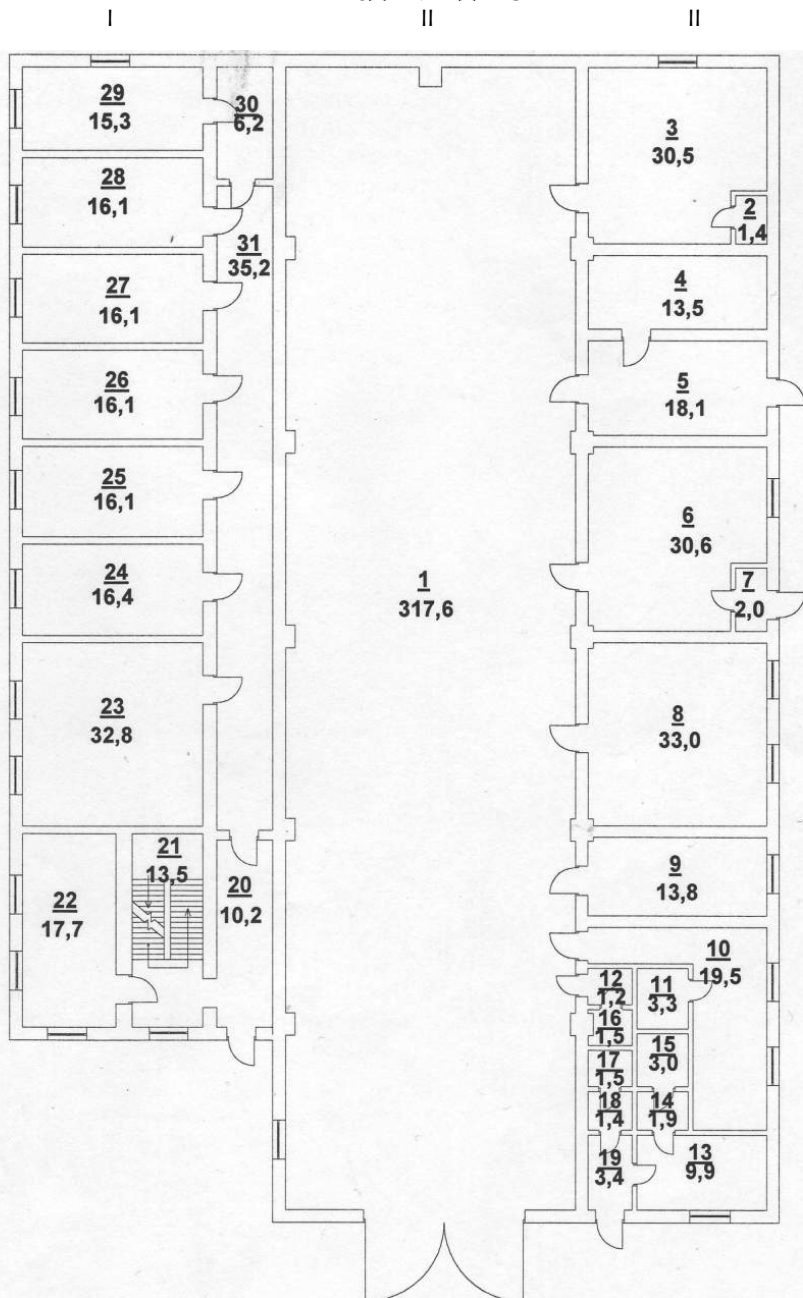
Целью работы является определение оптимальной системы теплоснабжения Участка. Далее рассматриваются и анализируются возможные варианты организации автономного теплоснабжения.

К первоочередным вопросам при создании автономного источника теплоснабжения относится выбор топлива. В наибольшей степени на выбор влияют также такие факторы, как доступность и цена.

Газ на данный момент является самым дешевым видом топлива. При наличии возможности подключения к действующей газовой магистрали обычно выбор делается в пользу газа, но при этом необходимо учитывать, то, что



ПЛАН ЗДАНИЯ ДЕПО





зачастую процесс согласований, монтажа и сдачи в эксплуатацию газовой котельной является длительным и дорогостоящим. Наряду с этим, местные поставщики газа, используя преимущества монополиста, вводят всевозможные ограничения на поставки. За период с 1996 года по 2009 год стоимость газа выросла более чем в 50 раз.

В нашем случае действующая газовая магистраль находится в 508 метрах от здания депо, при прокладке газопровода возникает необходимость перехода трассы через три полотна железнодорожных путей и автодорогу.

Стоимость работ по подключению к газовой магистрали объекта тепловой мощностью 90–150 кВт и оснащением его необходимым оборудованием ориентировочно может составить 3,9 млн.

Расход газа при установке котла мощностью 140 кВт — 17 м³/ч. При данном расходе среднее количество м³ газа за отопительный сезон равно: 17 м³×24ч×160 дней=65280 м³. Средняя стоимость м³ газа 5 руб., таким образом, получаем стоимость газа за отопительный период — 326 тыс. руб.

Электроэнергия является дорогим видом отопления. За период с 1996 года по 2009 год стоимость электроэнергии выросла почти в 6 раз. Цены на электричество не являются стабильными и постоянно растут.

Для нашего случая при установке котла электрического водогрейного рассмотрим установку котла КЭВ-160/0,4, теплопроизводительность данного котла — 0,138 Гкал, что соответствует 160 кВт. При данном электропотреблении среднее количество кВт электроэнергии за отопительный сезон равно: 160 кВт×24ч×160 дней=614400 кВт. Средняя стоимость кВт электроэнергии 3 руб., таким образом, получаем стоимость электроэнергии за отопительный период — 1,843 млн руб., что выше стоимости используемого в данный момент пара.

Дизельное топливо, также как и электричество, является на данный момент один из самых дорогих видов отопления. С 1996 года по 2009 год стоимость дизельного топлива в России выросла в 8,5 раз.

Расход дизельного топлива при установке котла мощностью 140 кВт — 13,0 кг/ч. При данном расходе среднее количество дизельного топлива за отопительный сезон равно: 13,0 кг×24ч×160 дней=49920 кг. Средняя стоимость дизельного топлива 18 тыс. руб. за тонну, таким образом, получаем стоимость дизельного топлива за отопительный период — 898,56 тыс. руб.

Печное топливо — один из видов нефтепродукта. При сжигании печного топлива выделяется тепло. Управляя потоками тепла можно обогреть помещения или осушать изделия. Ошутимая полезность использования печного топлива возникает в местах, лишенных централизованного отопления. Эффективность (КПД) сжигания печного топлива значительно выше, нежели использовать дизельное топливо или бензин. Отправной точкой в выборе печного топлива служат характеристики оборудования и установки, в которых печное топливо должно применяться.

Расход печного топлива при установке котла мощностью 146 кВт — 13,6 л/ч. При данном расходе среднее количество л печного топлива за отопительный сезон равно: 13,6 л×24ч×160 дней=52224 л. Средняя стоимость печного топлива 10 тыс. руб. за тонну, таким образом, получаем стоимость печного топлива за отопительный период — 522,24 тыс. руб.

Отработанное масло — это использованное по назначению гидравлическое, трансмиссионное, трансформаторное масло, масло растительного про-



исхождения. Отработанное масло — прекрасное высококалорийное топливо. Существует множество компаний, производящих отопительное оборудование на отработанных маслах. Отработанное масло собирают при замене масел в двигателях и узлах трения автомобилей, тепловозов, электровозов, швейных, металло- и деревообрабатывающих станков, танков, тракторов, кораблей, самоходных барж и катеров, подводных лодок, строительной техники, бензо- и дизель-генераторов, турбин электростанций, буровых установок и т. д.

Расход отработанного масла при установке котла мощностью 146 кВт — 13,6 л/ч. При данном расходе среднее количество л отработанного масла за отопительный сезон равно: $13,6 \text{ л} \times 24 \text{ ч} \times 160 \text{ дней} = 52224 \text{ л}$. Средняя стоимость отработанного масла 8 тыс. руб. за тонну, таким образом, получаем стоимость печного топлива за отопительный период — 417,792 тыс. руб.

Анализ эффективности систем отопления на различных видах топлива

Затраты при эксплуатации в течение 5 лет

Вид топлива	Оборудование, разрешения, коммуна- каши, тыс. руб.	Топливо, тыс. руб.	Затраты за 1 год тыс. руб.	Затраты за 2 года тыс. руб.	Затраты за 3 года тыс. руб.	Затраты за 4 года тыс. руб.	Затраты за 5 лет тыс. руб.
Пар	0	1 464,00	1 464,00	2 928,00	4 392,00	5 856,00	7 320,00
Газ	3 900,00	326,00	4 226,00	4 552,00	4 878,00	5 204,00	5 530,00
Электроэнергия	315,00	1 843,00	2 158,00	4 001,00	5 844,00	7 687,00	9 530,00
Дизель	350,00	899,00	1 249,00	2 148,00	3 047,00	3 946,00	4 845,00
Печное топливо	550,00	523,00	1 073,00	1 596,00	2 119,00	2 642,00	3 165,00
Отработанное масло	550,00	418,00	968,00	1 386,00	1 804,00	2 222,00	2 640,00

На основании проведенного анализа считаю целесообразным использовать для системы отопления универсальный котел, работающий на отработанном масле, печном и дизельном топливе.

5. Подбор отопительного оборудования

По тепловой мощности необходим котел мощностью около 134 кВт. Данным условиям удовлетворяет водогрейный котел **EnergyLogic EL-500B**, обладающий следующими характеристиками: тепловая мощность 146 кВт/час, расход топлива 13,6 л/час, температура нагрева воды (max) 110 °С, объем воды в водогрейном котле 155 л, диаметр дымохода 250 мм, вес 405 кг.

Стоимость котла — 420 тыс. руб.



6. Подбор водонагревателей

Для хозяйственно-бытовых нужд предусматриваем установку водонагревателей.

Для выбора объема емкостного водонагревателя можно ориентироваться на усредненный разовый расход одним человеком теплой воды: душ 40–60 л; умывальник 6–17 л.

На Участке по сменному 12-часовому графику работает 38 человек, принимаем количество работающих в одну смену — 9 человек. Существует два бытовых помещения с душевыми сетками и туалетными комнатами.

Подбираем накопительные водонагреватели для установки в бытовых помещениях для душевых сеток.

Объем водонагревателя для одного бытового помещения — 250 л. Принимаем к установке в каждом бытовом помещении по одному водонагревателю — ARISTON PLATINUM INDUSTRIAL SI 300 T стоимостью — 36 тыс. руб.

Подбираем накопительные водонагреватели для установки в умывальниках трех туалетных комнат.

Объем водонагревателя для умывальника — 15 л.

Принимаем к установке в каждой туалетной комнате по одному водонагревателю — ARISTON PLATINUM small si 15v стоимостью — 5,2 тыс. руб.

Проведем расчет количества и стоимости электроэнергии при работе подобранных водонагревателей:

300-литровые водонагреватели (2 шт.)

$5 \times 6 \text{ кВт} \times 2 \text{ смены} \times 3 \text{ руб./кВт} \times 365 \text{ дней} \times 2 \text{ шт.} = 131\,400 \text{ руб.}$

15-литровые водонагреватели (3 шт.)

$3 \times 2 \text{ кВт} \times 2 \text{ смены} \times 3 \text{ руб./кВт} \times 365 \text{ дней} \times 3 \text{ шт.} = 39\,420 \text{ руб.}$

Общая стоимость электроэнергии затраченной на нагрев воды 171 тыс. руб. в год.

Выводы

В результате изложенных выше расчетов предлагается:

- заменить существующий источник тепловой энергии — пар на водогрейный котел, работающий на двух видах топлива — печном топливе и на отработанном масле;
- в качестве источника горячего водоснабжения установить электрические накопительные водонагреватели.

Из проведенных экономических расчетов установлено, что внедрение системы отопления, основанной на водогрейном котле, работающем на печном топливе и отработанном масле выгоднее, чем существующая (пар), а также потенциально возможные, источниками энергии которых являются газ и электричество.

Экономический эффект составит за первый год — 400 тыс. рублей, за 5 лет возрастет на сумму около 3,5–4,0 млн руб.



Разработка и внедрение комплекса энергоэффективных тренажеров-эмуляторов в системе непрерывного фирменного профессионального образования

А.В.Кобылкин, В.В.Стешенко

УПЦ ООО «Газпром трансгаз Сургут»

Широкое распространение современных информационных технологий дало мощный толчок развитию новых, более эффективных методов и форм профессионального образования, в том числе, в системе непрерывного фирменного профессионального обучения ООО «Газпром трансгаз Сургут». Основным направлением этого развития в Учебно-производственном центре (далее УПЦ) стало создание и внедрение энергоэффективного комплекса тренажеров-эмуляторов и компьютерных обучающих систем, сочетающих достоинства традиционных форм обучения с преимуществами, предоставляемыми современными информационными технологиями.

Разрабатываемый проект включает комплекс энергоэффективных тренажеров-эмуляторов, предназначенных для систематизированной профессиональной подготовки персонала компрессорных станций (далее КС) — начальников компрессорных цехов, сменных инженеров газоконпрессорных служб (далее ГКС), старших инженеров по ремонту или эксплуатации, машинистов технологических компрессоров ГКС, эксплуатирующих газоперекачивающие агрегаты (далее ГПА) типа ГТК-10-4, ГПА-16 МГ90 и ГПА-16 «Урал». В состав разрабатываемого комплекса тренажеров — эмуляторов входят блоки тренажеров для каждого типа указанных ГПА с учетом особенностей их эксплуатации. Блоки тренажеров по типам ГПА состоят из учебно-методической части, включающей вопросы теоретической подготовки, и программных модулей.

В рамках программы совершенствования образовательных услуг, оказываемых в УПЦ, разработаны и запланированы к внедрению в каждом линейно — производственном управлении ООО «Газпром трансгаз Сургут» (в зависимости от типа эксплуатирующихся ГПА) тренажеры-эмуляторы.

Интерфейс и алгоритмы комплекса максимально идентичны интерфейсу главного пульта управления ГПА на действующих объектах, что позволяет получить наиболее позитивный тренинговый эффект и обеспечить применение полученных навыков и качеств в ходе повседневной профессиональной деятельности персонала КС.

Наглядность, возможность интерактивного взаимодействия учащегося с эмулирующим оборудованием, моделирование реальных производственных процессов являются ключом для успешного результата обучения на тренажерах — эмуляторах.

Тренажеры — эмуляторы способны имитировать работу ГПА в режиме реального времени либо по ускоренной программе. Для выполнения тренировочных задач обучаемому необходимо выстроить целенаправленную, упорядоченную совокупность и последовательность действий и операций в соответствии с целью и логикой алгоритма ГПА.

При отработке практических навыков по управлению ГПА все действия выполняются исключительно в программной среде ПК без вмешательства в реальный технологический процесс, что приводит к экономии энергоресурс-



сов, затрат на ремонт действующего оборудования и снижение вероятности возникновения аварийных ситуаций.

Неоспоримым преимуществом внедрения тренажеров-эмуляторов так же является возможность организации обучения не только в учебных классах на базе УПЦ, но и дистанционно, непосредственно на КС, например в классах по охране труда и промышленной безопасности.

Описание проекта

Тренажер — эмулятор ГТК 10–4 предназначен для отработки практических навыков по управлению ГПА и максимально приближен к САУ ГПА ГТК 10–4. Мнемосхемы тренажера максимально приближены к мнемосхемам ГПА, установленным в действующих компрессорных цехах.

Работа тренажера заключается в том, что реального запуска дорогостоящего оборудования не происходит, а запускается виртуальная машина (программа) которая эмулирует работу действующего ГПА. Тренажер состоит из следующих режимов:

Режим обучения. В данном режиме реализованы возможности отработать основные алгоритмы ГПА, такие как — «пошаговый» запуск ГПА, нормальный останов, аварийный останов, холодная прокрутка и возможность ведения журнала учета обучаемых.

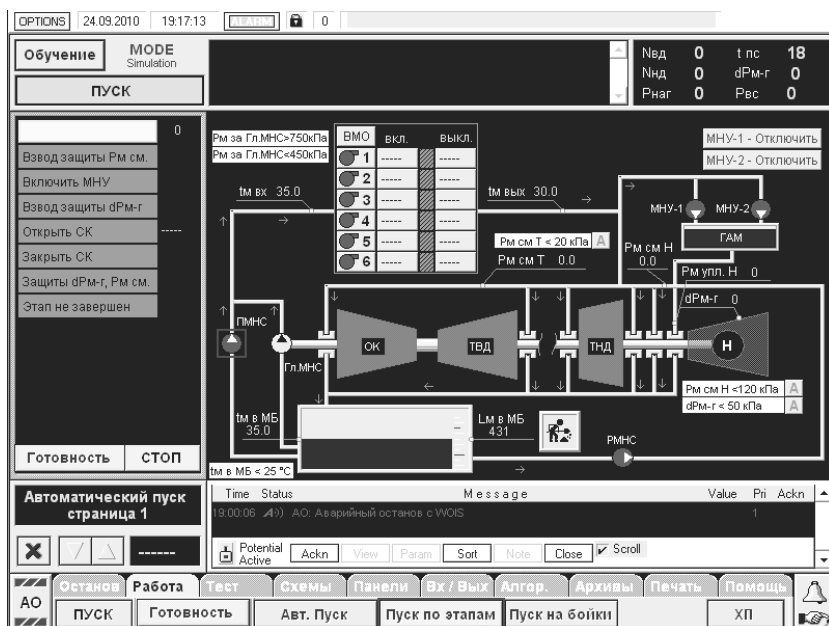


Рис. 1

Режим возникновения аварийной ситуации. Данный режим развивает навыки оперативного реагирования на изменение параметров работы



ГПА, вызванные отказами систем ГПА или режимными изменениями работы КЦ. После возникновения аварийной ситуации (рост температуры масла смазки, снижение перепада масло-газ, повышение вибрации ГТУ или ЦБН, изменение давления на входе — выходе ГПА, уменьшение девиации) обучаемый должен на основе анализа графиков (архива трендов реально проработавших ГПА) из множества вариантов принять правильное решение.

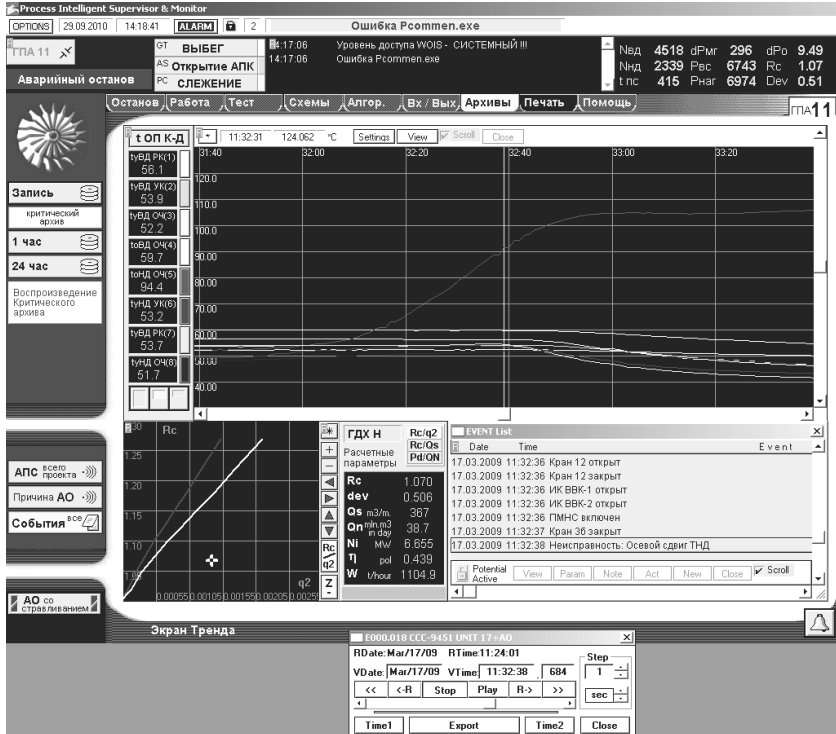


Рис. 2

Режим экзамена. В данном режиме скрыты все подсказки по прохождению алгоритма и обучающийся подает команды на запуск исполнительных механизмов, команды на управление кранами, подает сигналы на взвод необходимых защит до завершения 4-го этапа запуска. Далее обучающийся должен произвести нормальный останов и уложиться в установленный программой временной промежуток. По результатам экзамена выдается протокол в электронном виде с результатами экзамена и «пошаговым» описанием процесса запуска.

Программные модули позволяют в процессе подготовки персонала:

- создать иллюзию реального технологического процесса с целью ускорения адаптации новых работников к существующему оборудованию;
- выявлять основные проблемы и оперативно находить пути их решения;
- научить персонал анализировать информацию;
- закреплять знания, умения и навыки, полученные в процессе обучения.

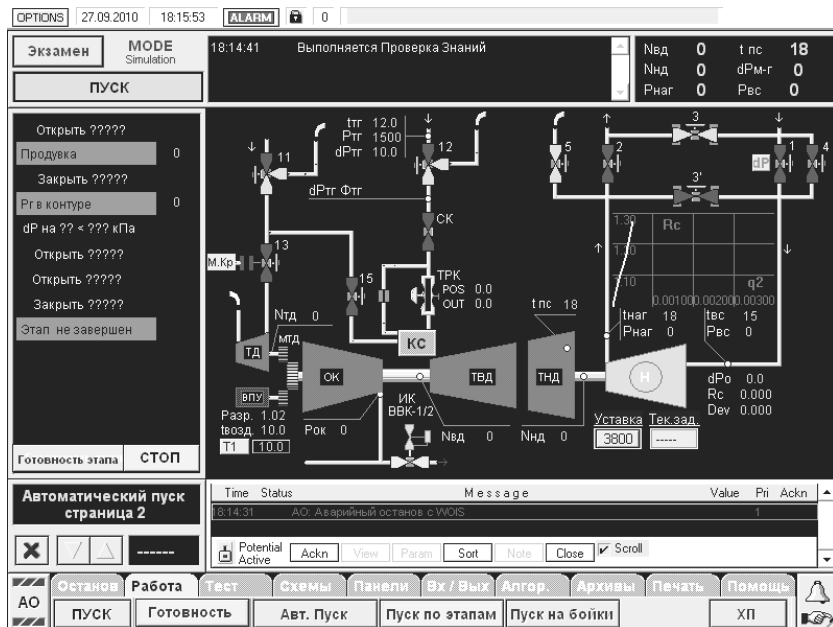


Рис. 3

Аналогичные тренажеры — эмуляторы разработаны для ГПА — 16 МГ90; ГПА — 16 «Урал», с учетом конструктивных особенностей и режимов эксплуатации на действующих объектах

Выводы

В рассматриваемом комплексе тренажеров — эмуляторов заложена идея научить персонал КС соблюдать алгоритм запуска ГПА, снизить влияние человеческого фактора при аварийных ситуациях. Персонал после прохождения обучения на тренажере приобретает навыки и уверенность в своих действиях при запуске реально действующего оборудования.

Неоспоримым преимуществом является тот факт, что для отработки практических навыков не требуется запускать ГПА, установленный в компрессорном цехе, тренажер — это программный модуль, который можно запускать множество раз.

Основным эффектом данного тренажера является качество профессиональной подготовки работников компрессорных станций, что в свою очередь влечет за собой долговременную бесперебойную работу оборудования, увеличение срока службы всех механизмов ГПА.



Энергосберегающие лампы

А. В. Колесников

Филиал «Песчано-Уметское УПХГ» ООО «Газпром ПХГ»

На сегодняшний день основным источником освещения в коммунально-бытовом хозяйстве являются лампочки накаливания. Эта технология не изменялась за последние 50 лет. В то же время в последние десятилетия появились новые технологии освещения, имеющие такие же функциональные характеристики, но обладающие существенно лучшими параметрами по экономичности и долговечности — это люминесцентные (энергосберегающие) лампы.

Достоинства энергосберегающих ламп:

- большой срок службы: декларированное время 10–12 тыс часов;
- низкое потребление электроэнергии: такие лампы потребляют в 5 раз меньше электроэнергии, чем лампы накаливания, при том же уровне освещенности;
- заводская гарантия на люминесцентные лампы;
- расположенная в цоколе аппаратура устраняет стробоскопический эффект и обеспечивает стабильный световой поток при пульсациях напряжения питания, устраняя тем самым эффект усталости глаз при работе за компьютером;
- допускается использование энергосберегающих ламп там, где есть ограничения температуры, так как эти лампы практически не нагреваются.

Таблица сравнения потребляемой мощности

Лампа Накаливания, Вт	40	60	75	100	150	200	300	400
Энергосберегающая лампа, Вт	9	11	13	20	26	40	65	85

Результат повышения энергоэффективности при внедрении в масштабах ПУУПХГ

На сегодняшний день на освещение в ООО «Газпром ПХГ» «Песчано-Уметского управления подземного хранения газа» расходуется около 15% всей электроэнергии. Таким образом, при учете, что применение люминесцентных ламп позволяет экономить 50% потребляемой электроэнергии, энергосберегающий эффект от полного перехода на эту технологию освещения в масштабах всей станции составит более 10% от всего объема электроэнергии, потребляемой на данном предприятии.

Прогноз эффективности метода

В перспективе с учётом роста цен на энергоресурсы, роста благосостояния, введением новых экологических требований и других факторов эффективность метода — экономия 50–55% потребляемой на цели освещения электроэнергии.

Энергосберегающий эффект — до 10% от всего потребления электроэнергии.



Технико-экономический расчет

Наименование показателя	Наружное освещение		Внутреннее освещение технологического объекта	
	Лампы накаливания	В том числе светильники взрывозащищенного исполнения	Лампы накаливания	В том числе светильники взрывозащищенного исполнения
Количество осветительных приборов (установок), шт	345	165	525	257
Установленная мощность осветительных приборов, кВт	50,60	39,75	50,00	32,00
Суммарное среднегодовое потребление электроэнергии на освещение по объекту в целом, тыс. кВт*ч	322,00			

Необходимое количество энергосберегающих ламп:

– 90шт. мощностью 13 Вт;

– 780шт. мощностью 26 Вт.

Коэффициент запаса — 1,25

Затраты на приобретение энергосберегающих ламп (Зэн.л.) согласно справки 120 руб — 90шт, 150 руб — 780шт.

$Зэн.л = 120 \text{ руб} \times (90\text{шт} \times 1,25) + 150 \text{ руб} \times (780\text{шт} \times 1,25) = 159810 \text{ руб.}$

Расчет затрат на электроэнергию до внедрения. Стоимость одного кВт/ч потребленной электроэнергии согласно счет-фактуре составляет 2,289 руб.

Расход электроэнергии на лампы накаливания согласно расчету суммарной мощности составляет 322,00 тыс. кВт/ч в год.

Расчет затрат на электроэнергию (Зэл.)

$Зэл = 322000 \text{ кВт/ч.} \times 2,289 \text{ руб} = 737058 \text{ руб.}$

Расчет затрат на электроэнергию после внедрения (Зэл1). Суммарное среднегодовое потребление электроэнергии на освещение по объекту, в целом, после внедрения энергосберегающих ламп уменьшится в 5,7 раза и составит 56,48 тыс. кВт/ч.

$Зэл1 = 56480 \text{ кВт/ч.} \times 2,289 \text{ руб.} = 129282,7 \text{ руб.}$

Расчет общих затрат (Зобш.). Зобш = Зэн.л + Зэл1 = 159810 руб. + 129282,7 руб. = 289092,7 руб.

Определение экономии от внедрения предложения в первый год (Э).

$Э = Зэл - Зобш = 737058 \text{ руб.} - 289092,7 \text{ руб.} = 447965,3 \text{ руб.}$

Экономия от внедрения во 2-й и последующие годы (Эп). Эп = Э + 3 чп = 447965,3 + 159810 = 607775,3 руб.

Срок окупаемости (Т). Т = Зобш/Э × 12 = 289092,7/447965,3 × 12 = 7,7 мес.



Моделирование неопределенности как способ снижения геологических рисков на этапе разведки нефтяных и газовых месторождений

А. В. Константинов

ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр»

Ввод в эксплуатацию новых месторождений углеводородов со сравнительно низкой геолого-геофизической изученностью зачастую сопряжен с высокими рисками. Для обеспечения рентабельности проектов необходим тщательный контроль и управление рисками. Данный подход позволит в дальнейшем увеличить эффективность бурения, а так же снизит затраты на ГРП и разработку.

Понятие геологического риска

Понятие геологического риска пока устойчиво «не прижилось» в геологической литературе и не является общепринятым. Различные исследователи понимают под ним не совсем одно и то же.

Известны различные определения понятия «риск». В наиболее общем виде риск может быть определен как вероятность осуществления некоторого нежелательного события. Существуют различные виды риска в зависимости от объекта, рискованность которого оценивается. Геологический риск при оценке объекта определим как вероятность того, что реальные геологические запасы окажутся ниже ожидаемого уровня или фильтрационно-емкостные характеристики будут хуже тех, что использовались при оценке ресурсов или запасов. Геологический риск, ассоциируемый с объектом, и степень его изученности связаны обратной зависимостью. Чем выше изученность, тем меньше риск получить неверную оценку ресурсного потенциала объекта. С другой стороны, риск есть мера неопределенности: больше неопределенность в оценке параметров — больше риск и наоборот. Т.е. здесь зависимость прямая.

Глобальный объект — площадь, на которой может находиться несколько месторождений, подразумевает под собой региональные работы, связанные с поиском нефтегазовых месторождений. В этом случае риск очень высокий, так как изученность месторождения маленькая. Для снижения геологического риска следует учесть следующие факторы:

- Наличие нефтематеринской породы (порода способная аккумулировать углеводороды), а так же условия предшествующие образованию углеводородов.
- Возможность миграции углеводородов.
- Наличие структуры.
- Наличие пласта коллектора (проницаемая горная порода, фильтрационно-емкостные свойства которой позволяют отдавать углеводород).
- Наличие «покрышки» (плохо проницаемая горная порода или тектоническое нарушение, перекрывающее или экранирующее миграцию углеводородов).

Локальный объект — разведка месторождения и подготовка его к разработке. На этом этапе проводится более детальные исследования, связанные с проведением 3D-сейсмических работ, бурением скважин, изучение свойств горных пород по керну, изучение свойств флюида. В этом случае геологические риски могут быть связаны со следующими неопределенностями:



Риск отсутствия пласта.

- Погрешность прогнозируемой глубины залегания (погрешность в расчетах скоростной модели при переводе сейсмических данных из времени в глубины и т.д.).
- Погрешность определения уровня ВНК.
- Значения коэффициента песчаности и пористости.
- Изменчивость ВНК, вследствие воздействия капиллярных сил.
- Проницаемость.
- Степень и неоднородности коллектора.
- Проводимость разломов.

Для каждого объекта выбираются ключевые неопределенности, которые в большей степени будут влиять на увеличение геологического риска.

Анализ неопределенностей и расчет погрешностей

В данный период развития нефтегазовой промышленности в России основной резерв запасов углеводородов сосредоточен в сложных неструктурных ловушках, а так же осложняет ситуацию сильная неоднородность коллектора большинства таких ловушек. Данные факторы зачастую делают проект разведки и разработки нерентабельным. Предлагаемый вариант анализа геологической информации позволит снизить геологические риски, тем самым позволит сэкономить на отказе от бурения заведомо нерентабельных скважин.

Оценка геологического риска можно разделить на два этапа.

1. Качественный. В процессе качественного анализа привлекаются сейсмические, геофизические данные, а так же результаты исследования керна и шлама. На основе этих данных строится концептуальная модель осадконакопления и выделяются зоны, наиболее благоприятные для формирования коллекторов с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (рис. 1.). Примером могут послужить сейсмические атрибуты, на которых четко выделяются фациальные объекты (конуса выноса, русла, бары, косы и т.д.).

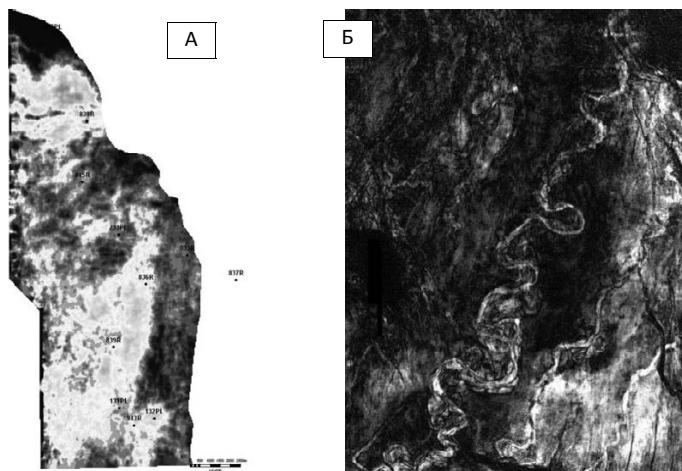


Рис. 1. Фрагмент сейсмического атрибута (а — глубоководный конус выноса; б — дельта реки)



Рассмотрим как пример распространение подводного конуса выноса в Ачимовских пластах Западной Сибири. В данном случае транспортировка терригенного материала в область подножия склона происходило по системе желобов, развитых в области фронта дельты в виде турбидитовых фаший, переносимые по этим желобам осадки формировали у подножия склона системы наложенных конусов выноса (подводные фэны). На рисунке 1 а четко выделяются предполагаемые границы распространения подводных фэнов, которые в дальнейшем и будут характеризовать зоны с улучшенными коллекторскими свойствами. Основной целью при качественном анализе является определение обстановок осадконакопления, комплексирование с сейсмикой, построение фациальных карт, создание седиментационных и фациальных моделей и, как следствие, выделение прогнозных зон с улучшенными коллекторскими свойствами.

2. Количественный. Ключевые виды неопределенностей в неструктурных ловушках месторождений Западной Сибири:

- Неопределенность, связанная с определением коллекторских свойств:
 - проницаемость;
 - значения песчаности и пористости.
- Неопределенность, связанная с определением площади залежи:
 - изменение скоростной модели;
 - уровни контактов;
 - воздействия капиллярных сил;
 - отсутствие пласта.

Все перечисленные неопределенности, в большей части, сказываются на значениях, расположенных в межскважинном пространстве, исключение составляет только проницаемость — определение которой осуществляется по зависимости керн-кern $K_{пр} = f(K_p)$.

Расчет неопределенностей, связанных с определением коллекторских свойств, возможно, провести несколькими способами:

1) Имитационное моделирование по методу Монте-Карло (Monte-Carlo Simulation) позволяет построить геологическую модель с неопределенными значениями параметров, и, зная вероятностные распределения этих параметров, а так же связь между изменениями параметров (корреляцию) получить распределение геологических запасов углеводородов.

Прогнозная модель — подготовка модели, способной прогнозировать будущую реальность; переменные риска — отбор ключевых переменных риска; вероятностное распределение — определение граничных значений возможных переменных и размещение вероятностных весов по границам значений; имитационные прогнозы — генерирование случайных сценариев, основанных на выборе допущений; анализ результатов — статический анализ результатов имитаций.

На рис. 2 показана блок-схема работы имитационного моделирования, данный принцип используется во многих геологических пакетах для моделирования (Igar RMS, Petrel и т.д.), в результате этого получает гистограмму распределения параметров или запасов углеводородов, но в этом случае



Рис. 2. Блок-схема работы имитационного моделирования по методу Монте-Карло



не получается распространения параметров по латерали. Так же данный вариант расчета занимает большое количество времени при создании больших геологических моделей.

В зависимости от изменчивости параметров по пробуренным скважинам данный метод позволяет при хорошей изученности месторождения провести статистический анализ параметров по пробуренным скважинам и в результате определить диапазон изменения параметров моделирования (рис. 3).

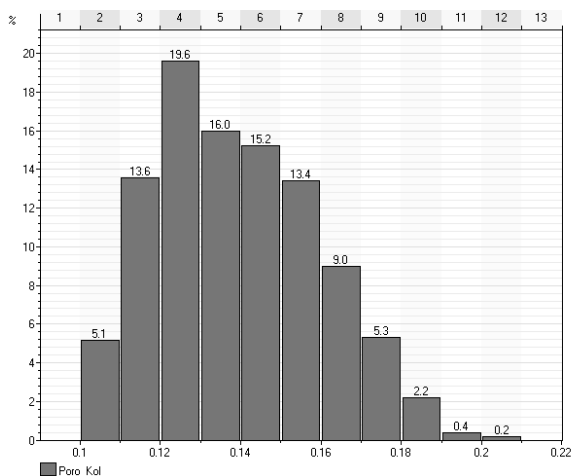


Рис. 3. Гистограмма распределения пористости по коллектору (а — средняя величина, в — нижний порог, с — верхний порог, Δd — диапазон изменения)

После того, как определен диапазон изменения параметров моделирования (пористость, проницаемость, песчанистость, изменчивость), затем определяется интервал «доверия» скважинным данным по пространственной вариограмме анализируемого параметра (рис. 4).

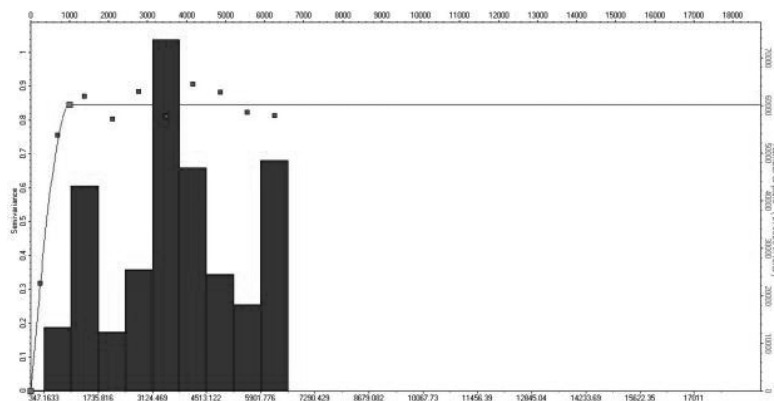


Рис. 4. Пространственная вариограмма анализируемого параметра



Таким образом, определяется радиус доверия скважинным данным, он составил 980 м. Рассчитанное значение моделируемого параметра в скважине остается неизменным (рис. 5), а в межскважинном пространстве значение будет колебаться, что позволит выделить зоны с наиболее перспективными зонами.

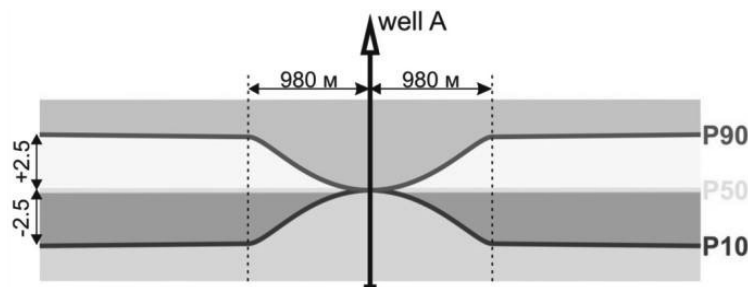


Рис. 5. Принципиальная схема, учета неопределенности по параметрам в межскважинном пространстве

В результате получается три куба прогнозируемого параметра:

- Оптимистичный вариант (P10) — параметр будет выше, чем прогнозируется.
- Средний вариант (P50) — параметр будет равен прогнозируемому.
- Пессимистичный вариант (P90) — параметр будет меньше, чем прогнозируется.

По перечисленным двум методикам производится учет неопределенностей в межскважинном пространстве по таким параметрам, как пористость, песчанистость и проницаемость. Но при этом по проницаемости следует учитывать неопределенность, которая возникает в процессе определения проницаемости по зависимости $K_{пр}=f(K_p)$, полученную в результате исследования керна.

Следующим шагом идет оценка неопределенностей, связанных с определением площади залежи.

Оценка структурной погрешности

На точность прогноза структурного плана влияет качество исходных данных, неоднозначность корреляции сейсмических горизонтов, качество стратиграфической привязки, корректность скоростного закона и глубинного преобразования. Основные погрешности, которые влияют на точность и составляют структурную неопределенность, это неопределенность в корреляции сейсмических горизонтов и погрешность в скоростной модели. В результате получается поверхность с расчетной погрешностью, данная поверхность выглядит таким образом, что в местах, где пробурены скважины, структурная погрешность равна нулю, при этом ошибка возрастает при удалении от скважины. С помощью пространственной вариограммы определяется расстояние, на котором структурная ошибка достигнет максимально расчетной. Полученная поверхность учитывается в построении геологической модели (рис. 6).

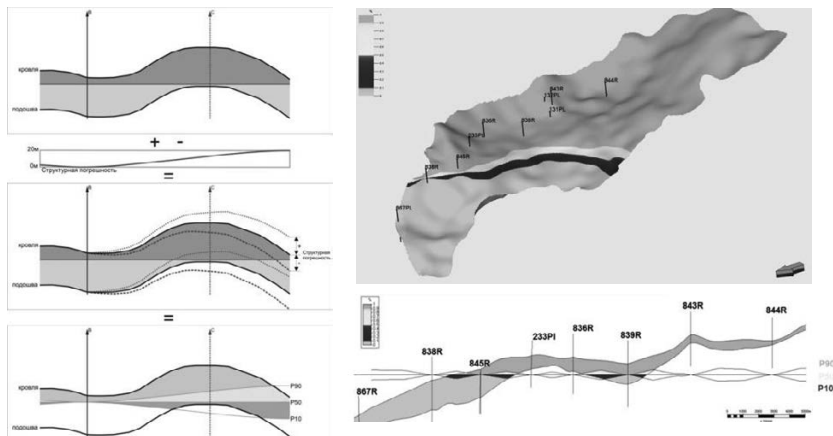


Рис. 6. Принципиальная схема и результаты учета структурной погрешности

Оценка погрешности определения уровня контакта

Данная погрешность в определении уровня контакта может возникнуть в случае тектонических нарушений, либо в случае мелкой слоистости по разрезу, в результате которой можно точно определить уровень ВНК или ГВК. По схеме корреляции в скважинах выделяется область, в которой точно выделяется нефть или газ. Затем выделяется область, где точно выделяется чисто водяная зона. Отбив эти границы, выделяется диапазон погрешности определения уровня контакта (рис. 7).

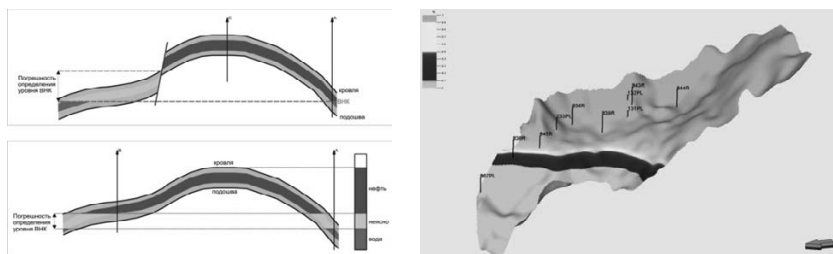


Рис. 7. Принципиальная схема и результаты учета неопределенности связанной с определением уровня контакта

Неопределенность в прогнозе границы выклинивания пласта

Данная неопределенность связана с ограничением разрешающей способности 3D сейсморазведки. Как видно на волновой картине сейсмического поля, в местах стратиграфического выклинивания корреляция горизонта неоднозначна, в связи с этим границы выклинивания пласта имеют погрешность. Стандартное отклонение, в среднем, составляет 200–300 м. по Западной Сибири. Так же стоит учитывать, что мощность пласта в местах выклини-



вания уменьшается и когда мощность пласта меньше 15 м, то разрешающая способность сейсмоки не позволяет корректно выделить границы пласта.

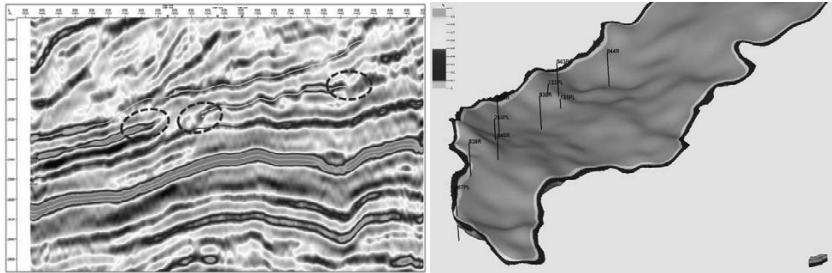


Рис. 8. Фрагмент сейсмического разреза и куб погрешности определения стратиграфической границы

В результате получается область вдоль границы выклинивания, в которой есть риск не вскрыть искомый стратиграфический пласт.

После того, как рассчитаны все погрешности по отдельности, производится расчет суммарной погрешности, которая будет учитывать все неопределенности, связанные с определением границ пласта (рис. 9).

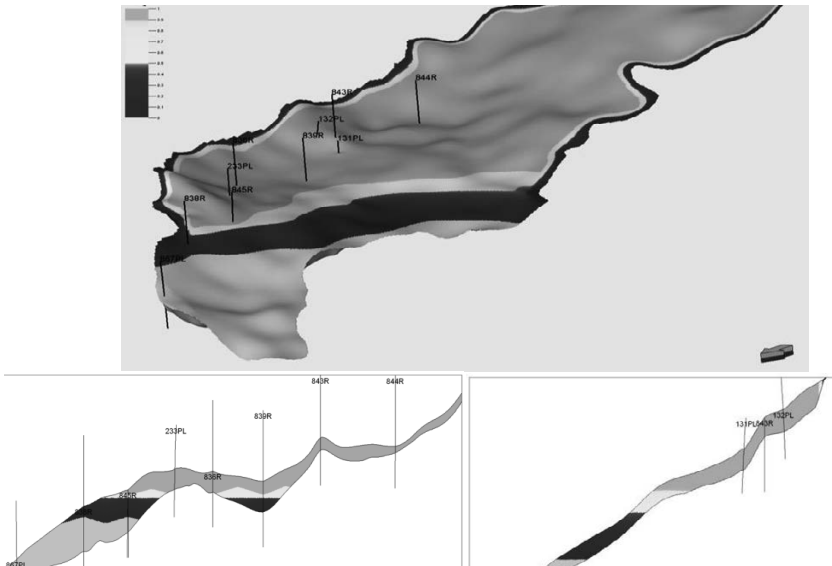


Рис. 9. Куб предполагаемых суммарных рисков



Определение причин и методов снижения высокой скорости коррозии оборудования установки обезмасливания гачей 40/3 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»

Е. И. Копалиди, Н. А. Мокрецова

ООО «ЛУКОЙЛ—Нижегороднефтеоргсинтез»

Объект разработки: установка обезмасливания гача 40/3 Производства смазочных масел ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез». На установке осуществляется процесс обезмасливания гача перекристаллизацией парафина в среде парного растворителя — смеси кетона (МЭК) и толуола. Целевой продукт процесса — парафин-сырец, направляемый на гидроочистку для получения пищевого парафина.

Проблема: повышенный коррозионный износ трубопроводов и оборудования установки. При норме не более 0,1 мм, скорость коррозии отдельного оборудования достигает 3 мм/год. Среднегодовые данные гравиметрических испытаний образцов свидетелей скорости коррозии оборудования установки за период с 2005 по 2008 год представлены в табл. № 1.

Таблица 1

Место установки образцов-свидетелей	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
АВЗ-1 Аппарат воздушного охлаждения паров растворителя из К-1, К-5	–	2,42	2,14	0,92
АВЗ-2 Аппарат воздушного охлаждения паров растворителя из К-3	–	1,095	0,906	0,743
АВЗ-3 Аппарат воздушного охлаждения паров растворителя из К-4	–	–	0,0246	0,0056
АВЗ-4 Аппарат воздушного охлаждения паров растворителя из К-2,6,7	–	2,95	1,55	1,091
Е-11 Сборник влажного растворителя	1,732	0,94	1,12	0,87
Е-10 Сборник сухого растворителя	0,758	–	1,384	–
Е-1 Емкость загрузки вакуум-фильтров 1 ст.	–	0,66	0,86	0,86
Вход К-1 Колонна для регенерации растворителя из раствора парафина	0,0356	–	0,0087	0,017
Пары К-1	0,43	0,022	0,017	0,003
КР-4 Регенеративный кристаллизатор	0,252	0,282	0,16	0,218

Цель работы: поиск решения проблемы коррозионного износа оборудования установки без значительных затрат, связанных с заменой материала оборудования установки на легированную сталь.

Причины повышенного коррозионного износа

В исследовательском отделе и химико-технологической лаборатории коррозии была проведена работа по определению причин высокой коррозионной активности растворителя установки 40/3, в ходе которой проводилась



выдержка стальных пластинок в пробах растворителя при комнатной температуре. Полученные данные показали, что смесь МЭК и толуола, применяемых при проведении анализов (ЧДА) как с добавлением 2 % воды, так и без добавления, не является коррозионной средой, а растворитель с установки 40/3, а также смесь данного растворителя с чистым растворителем в соотношении 50×50 обладают высокой коррозионной активностью.

Полученные результаты позволили сделать вывод, о том, что причиной повышенного коррозионного износа является накопление коррозионно-активных веществ в растворителе, обращающемся в системе установки в процессе работы. Предположительно, высокая коррозионная активность растворителя обусловлена образованием уксусной кислоты при контакте МЭК с водой и определенных термодинамических условиях, а также уксусного ангидрида при контакте уксусной кислоты с кетоном. Кроме того, предполагается присутствие нафтеновых кислот, обладающих высокой поверхностной активностью и способных вызывать коррозию металлов в совокупности со слабым раствором уксусной кислоты.

Поиск путей снижения коррозионного износа

В ходе работы были предложены и рассмотрены следующие способы снижения степени коррозии: фильтрация растворителя через слой отбеливающей глины, активированного угля, гидроксида кальция; отдувка растворителя азотом; обезвоживание хлористым кальцием; нейтрализация щелочью. В результате удалось удалить значительное количество воды из растворителя и снизить скорость коррозии. Но после добавления воды до исходного содержания в растворитель, отфильтрованный через глину, уголь, обезвоженный хлористым кальцием и отдувкой, скорость коррозии достигла первоначального уровня.

Наилучших результатов по снижению коррозионной активности растворителя установки 40/3 удалось добиться при фильтрации растворителя через слой гидроксида кальция: скорость коррозии образца свидетеля снизилась с 0,4 до 0,03 мм/год, а после добавлении к растворителю 1,8 % воды составила 0,02 мм/год. Результаты опытов по фильтрации большого объема растворителя показали высокую нейтрализующую способность гидроксида кальция.

В период с 2005 по 2009 год на установке 40/3 были проведены мероприятия, направленные на снижение содержания воды в растворителе. В результате принятых мер содержание воды снизилось с 1,3–1,9 % до 0,6–0,7 %, скорость коррозии также была снижена, однако продолжала оставаться высокой. Поэтому был рассмотрен второй вариант решения проблемы — фильтрация растворителя через слой гидроксида кальция.

Определение эффективности схемы нейтрализации

Для подтверждения лабораторных данных совместно с Производством смазочных масел и проектно-конструкторским отделом предприятия была разработана конструкция адсорбера и выполнен монтаж пилотной схемы нейтрализации коррозионно-активных веществ в растворителе (рис. 1), проведён опытно-промышленный пробег.

Результаты гравиметрических испытаний образцов свидетелей скорости коррозии, проведенных перед началом пробега и во время пробега, представлены в табл. 2.

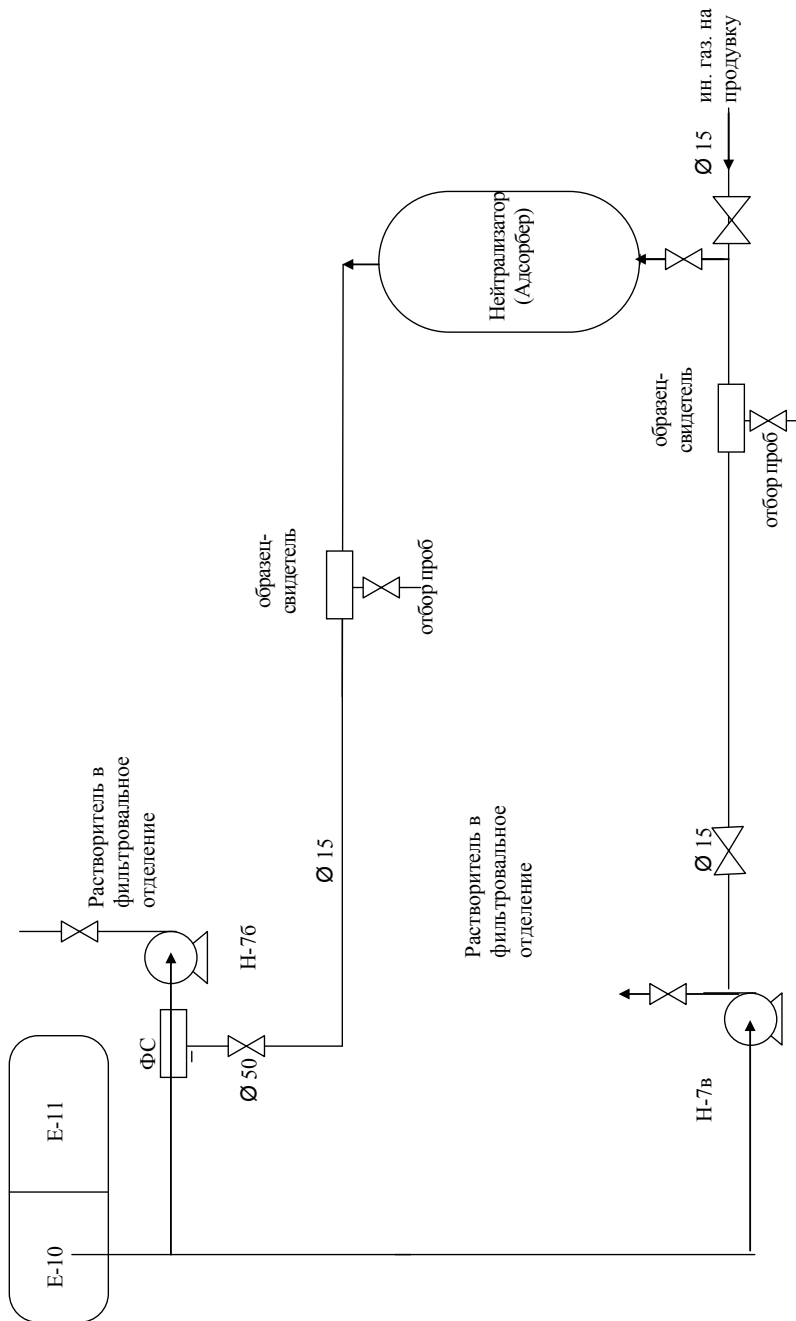


Рис. 1. Схема нейтрализации растворителя установки 40/3



Таблица 2

Дата	Скорость коррозии, мм/год								
	AB3-1	AB3-2	AB3-3	E-11	E-1	K-1 пары	KP-4	ФН-1 Вх.	ФН-1 Вых.
До проведения пробега (2009 год)									
13.05–01.06	4,43	0,88	0,003	2,0	0,45	0,006	0,6	-	-
Во время проведения пробега									
Первый этап (120 кг Са (ОН) ₂ , отфильтровано 250 м ³ растворителя, средний расход 1,08 м ³ /час)									
01.06–22.06	3,63	0,04	0,0002	0,86	0,39	0,004	0,021	0,007	0,002
Второй этап (40 кг; отфильтровано 139 м ³ растворителя, средний расход 0,37 м ³ /час)									
22.06–20.08	3,24	0,01	0,002	-	0,16	0,0003	0,2	0,077	0,019
Период после пробега (40 кг Са (ОН) ₂ , расход 0,8–1 м ³ /час)									
20.08–23.10	0,9	0,15	0,06	0,94	0,04	0,0021	0,48	0,206	0,005

Эффективность предложенной схемы нейтрализации:

1. Снижение скорости коррозии в среднем на 30–50 %.

2. Данные по снижению скорости коррозии отдельного оборудования: АВЗ-1 с 4,43 до 2,07 мм/год; АВЗ-2 с 0,88 до 0,06 мм/год; Кр-4 с 0,6 до 0,22 мм/год; E-11 с 2,0 до 0,86 мм/год.

Эксплуатация фильтра нейтрализатора (ФН-1) выявила ряд недостатков конструкции: малый объем фильтра; малая площадь контакта Са (ОН)₂ и растворителя; унос реагента; быстрое уплотнение адсорбента.

Предлагаемый способ решения проблемы: нейтрализация коррозионно-активных веществ в циркулирующем растворителе гидроокисью кальция, осуществляемая фильтрацией растворителя на фильтре с намывным слоем Са (ОН)₂ на фильтровальных элементах. Использование фильтра с намывным слоем позволяет легко выгружать отработанный Са (ОН)₂ в виде сухого осадка, обеспечивает большую площадь контакта Са (ОН)₂ и растворителя на фильтровальных элементах и отсутствие уноса адсорбента.

Экономическая эффективность проекта

Оценить прирост доходов за счет увеличения надежности работы оборудования сложно, поэтому оценка эффективности проведена по увеличению выработки гидроочищенного парафина марки П-2 за счет снижения потерь парафина-сырца.

Потери парафина-сырца происходят из-за необходимости его отстаивать в резервуарах от частиц ржавчины, накапливающихся вследствие высокой скорости коррозии на установке 40/3, поскольку попадание частиц ржавчины на катализатор гидроочистки парафина недопустимо. Парафин-сырец отстаивается в трех резервуарах, один раз в квартал из каждого резервуара производится откачка 30 тонн парафина. Таким образом, потери парафина составляют около 360 тонн в год. Монтаж фильтра-нейтрализатора позволит очистить парафин-сырец от частиц ржавчины, что приведет к возможности



дополнительной выработки 360 тонн в год парафина. Доход от реализации данного количества парафина марки П-2 составит около 6 млн рублей в год. При этом стоимость реализации проекта по монтажу фильтра-нейтрализатора — 6 млн рублей. Срок окупаемости составит 1 год.

Выводы

1. Проведена работа по решению проблемы повышенного коррозионного износа трубопроводов и оборудования установки обезмасливания гача 40/3 Производства смазочных масел ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез».

2. Предлагаемый способ решения проблемы — нейтрализация коррозионно-активных веществ в циркулирующем растворителе гидроокисью кальция, осуществляемая фильтрацией растворителя на фильтре с намывным слоем $\text{Ca}(\text{OH})_2$ на фильтровальных элементах.

3. Предложенный способ показал свою эффективность. В ходе проведения опытно-промышленного пробег достигнута снижение скорости коррозии на 30%.

4. Проект является экономически эффективным. Срок окупаемости составит 1 год.

Идентификация источников сброса нефтепродуктов в сточные воды ОАО «Саратовский нефтеперерабатывающий завод»

Т. Н. Косынкина

ОАО «Саратовский нефтеперерабатывающий завод»

Данный проект способствует развитию стратегии в области охраны окружающей среды, обеспечению соблюдения законодательных и нормативных требований с учетом требований международного стандарта ISO 14001. Метод «отпечатков установок, сторонних организаций» позволит быстро и достоверно определить источник загрязнения и его принадлежность, актуален при наличии нескольких потенциальных источников загрязнения одним токсикантом.

Политика ОАО «Саратовского НПЗ» направлена на неукоснительное соблюдение законодательных и нормативных требований в отношении защиты и предотвращения загрязнения окружающей среды. Особенно актуальна очистка сточной воды, поскольку после наших очистных сооружений вода поступает непосредственно в Волгоградское водохранилище.

Требования технического регламента по водоотведению направлены на поэтапное снижение сброса загрязняющих веществ на уровне ПДК рыбохозяйственных объектов.

Одним из основных загрязняющих веществ сточных вод нефтеперерабатывающих заводов являются нефтепродукты. ОАО «Саратовский НПЗ» до 08.11.2012 г. выдано разрешение на сброс загрязняющих веществ с содержанием нефтепродуктов не более $0,19 \text{ мг/дм}^3$. ПДК рыбохозяйственных водоемов по нефтепродукту составляет $0,05 \text{ мг/дм}^3$.



Лаборатория ведет постоянный мониторинг содержания нефтепродуктов в сточных водах на всех этапах ее формирования и очистки. Основное улавливание нефтепродуктов происходит на стадии механической очистки с помощью нефтеловушек. Содержание нефтепродуктов в поступающих стоках колеблется, что наглядно видно на графике. В случае увеличения содержания нефтепродуктов точная идентификация типа нефтепродукта позволит оперативно обнаружить источник загрязнения вод, локализовать его.

Учитывая особенности проведения экоаналитического контроля сточных вод предприятий нефтяной отрасли, такие как:

- многокомпонентный химический состав сточных вод;
- диапазон варьируемых концентраций загрязняющих веществ;
- необходимость идентификации типа нефтепродуктов.

Были рассмотрены основные методы определения нефтепродуктов.

Отвечающий нашим целям и задачам является метод газовой хроматографии.

В настоящее время в лаборатории содержание растворенных нефтепродуктов в сточной воде определяется методом ИК-спектрометрии.

Используемый метод лишь количественно определяет содержание нефтепродуктов.

В соответствии с СанПиН нижний предел обнаружения должен составлять не менее 50% ПДК, т.е. нижний предел обнаружения должен быть не менее 0,025 мг/дм³.

В соответствии с Монреальским протоколом и Венской конвенцией четыреххлористый углерод является озоноразрушающим веществом, Россия взяла на себя обязательство отказаться от его использования до 2012 г.

Газохроматографический же метод является арбитражным, высококачественным и позволяет решать более сложные аналитические задачи.

Были проанализированы пробы обессоленной и сырой нефти, прямогонного бензина, керосина и дизельного топлива. При анализе распределения n-алканов в нефти и нефтепродуктов явно прослеживается три зоны максимума, которые соответствуют бензиновой, керосиновой и дизельной фракции.

Эта закономерность использовалась при идентификации нефтепродуктов, сбрасываемых в сточные воды НПЗ.

Для определения источников сброса нефтепродуктов была предварительно составлена графическая картотека (отпечатки установок), где явно прослеживается индивидуальность каждой установки (хроматограммы). Также были проанализированы стоки на различных стадиях очистки, что дает возможность повысить эффективность технологического процесса очистки сточных вод.

Для системного подхода при аварийных и чрезвычайных ситуациях для оперативного поиска источников загрязнения с помощью «отпечатков установок» и аналитического сопровождения работы в период ликвидации аварийных ситуаций, нужно в штатном режиме:

- систематическое обследование источников загрязнений;
- накопление и систематизация результатов.

При выполнении этих условий применение газохроматографического метода возможно при контроле оборотной воды для выявления вышедшего из строя технологического оборудования; при контроле грунтовых вод для обнаружения утечки в подземном трубопроводе.



Газохроматографический метод отвечает всем требованиям, предъявляемым к экоаналитической информации.

Метод «отпечатков установок» позволит быстро и достоверно определить источник загрязнения. Актуален при наличии нескольких потенциальных источников загрязнения одним токсикантом. Базируется на наличии ранее накопленных и систематизированных данных.

Ик — спектрометрия: стоимость 1 анализа = 1459,26 руб.

За 2009 г. анализов $\approx 6650 = 9\,704\,079$ руб.

Газовая хроматография: стоимость 1 анализа = 400 руб

За 2009 г. анализов $\approx 6650 = 2\,660\,000$ руб.

Экономия 7 044 079 руб.

При внедрении этого метода количество анализов должно в разы сократиться, по той причине, что не придется делать переотбор, т. к. возникает возможность с первого раза определить источник загрязнения.

Переход на отдельный сервис как метод повышения эффективности при бурении поисково-разведочных скважин на примере Бузулукского месторождения

А. К. Кутлашов

ОАО «Оренбургнефть»

Как известно, основной фонд разведочных скважин в России бурится по ставке «под ключ». Это связано в первую очередь с тем, что такие скважины бурятся, в большинстве своем, на новых месторождениях, на которых не налажена инфраструктура и отсутствует опыт строительства, а, соответственно, много рисков. В данной ситуации заказчику для того чтобы начать работать по отдельному сервису необходимо провести большой объем предварительных подготовительных работ. Это затраты человеческих ресурсов, времени и денег. Поэтому заказчику в данной ситуации проще заключить договор «под ключ» с буровым подрядчиком, который возьмет на себя весь объем работ с субподрядчиками. При этом заказчик понесет минимальные затраты времени и человеческих ресурсов. Аналогичная ситуация сложилась и на месторождениях ОАО «Оренбургнефть». Разница заключается лишь в том, что инфраструктура здесь налажена, но в 2008–2009 г наблюдалась нехватка кадров, и некому было углубленно заниматься разведочными скважинами.

По истечении времени, после бурения нескольких скважин на Бузулукском месторождении «под ключ» (Зшт) заказчика (ТНК-ВР) не устроили сроки и качество (геологический материал) их строительства. Было принято решение начать бурить по отдельному сервису. На данный момент по такому сервису на Бузулукском месторождении пробурено 8 скважин.

При бурении «под ключ» заказчик имеет мало возможностей влиять на процесс бурения. Это ведет к расслаблению подрядчика и нежеланию увеличивать эффективность (отсутствие конкуренции, бонусов и фиксированные сроки). При появлении у заказчика грамотной технологической службы и наличия обширной базы данных возникает возможность эффективного выбора подрядчиков по направлениям, а также непосредственной корректировки процесса бурения с целью улучшения качества.



XIX Конкурс молодежных разработок по проблемам топливно-энергетического комплекса

Форма сервиса	№ скважины, пошаль	Год	Продолжительность бурения, сут.		Отклонение, сут. (+/-)	Процент выноса керна	Глубина, м	Отход, м	Стоимость бурения, тыс руб		Стоимость 1 суток, тыс. руб.	Стоимость 1 м, тыс. руб.	Отклонение (+/-), руб	Приведённая стоимость 1 м, тыс. руб.	Средняя приведённая стоимость 1 м, тыс. руб.	31,12547033	41,4866	35,1523709	Среднее приведёное время бурения сут/1000 м
			план	факт					план	факт									
Под ключ	400 Бузунская	2008	160	174	14	9?	3300	0	118 309,8	679,9	35,9	35,9	-	35,9	35,10929326	35,10929326	6456499	63,58381503	
Под ключ	404 Бузунская	2009	160	262	10?	90	3340	163	120 323,6	459,3	36,0	36,0	-	34,3	78,4431	74,7930			
Под ключ	402 Бузунская	2009	170	246	70	93	3923	0	134984,2	137 947,9	560,8	35,2	2 963,71	35,2	62,7071	62,7071			
Раздельный	406 Бузунская	2010	160	128	-32	100	3450	659	119 543,9	113 445,7	886,3	32,9	-6 098,2	27,6	37,1014	31,1511			
Раздельный	407 Бузунская	2010	160	184	24	100	3520	542	129 351,3	134605,3	731,6	38,2	5 254,0	33,1	52,2727	45,2979			
Раздельный	403 Бузунская	2010	135	119	-16	100	3160	1016	185107,3	159 985,1	1344,4	50,6	-25122,2	38,3	37,6582	28,4962			
Раздельный	408 Бузунская	2010	145	149	4	100	3368	403	119 358,5	133 005,3	892,7	39,5	13 646,8	35,3	44,2399	39,5121			
Раздельный	409 Бузунская	2010	145	175	30	100	3430	214	114647,7	127 851,3	730,6	37,3	13 203,6	35,1	51,0204	48,0241			
Раздельный	412 Бузунская	2010	145	131	-14	100	3381	553	129 984,9	116 234,9	887,3	34,4	-1 2850,0	29,5	38,7459	33,2994			
Раздельный	418 Бузунская	2010	140	117	-23	100	3535	683	121 638,8	107 059,5	915,в	30,3	-14 579,3	25,4	33,0976	27,7383			
Раздельный	414 Бузунская	2010	130	129,75	-0,25	100	3460	850	111? 200,0	110 800,0	853,9	32,0	-1 400,0	25,7	37,5000	30,1044			



Для возможности корректного проведения анализа с целью сравнения пробуренных скважин и возможности учесть сложность скважин были выделены ряд критериев:

- сут/1000 м;
- руб/метр проходки;
- для более точного сравнения (учитывая отходы скважин) — приведенные значения сут/1000 м и руб/метр проходки.

Средняя приведенная стоимость 1 м — общая стоимость скважины/(глубина по стволу + отход).

Среднее приведенное время бурения 1 м — продолжительность бурения/(глубина по стволу + отход).

Результаты сравнения

<i>«под ключ»</i>		<i>«раздельный сервис»</i>	<i>отклонение, %</i>
35,7тыс. руб	Средняя стоимость 1м	36,7тыс.руб	+2,8%
35,1тыс. руб	Средняя приведенная стоимость 1м	31,1тыс.руб	-12,9%
64,6сут/1000м	Среднее время бурения	41,5сут/1000м	-55,5%
63,6сут/1000м.	Среднее приведенное время бурения	35,2сут/1000м.	-80,7%

Переводя полученные значения в деньги, получаем

32 224м. – сумма: глубина по стволу + отход скважин, пробуренных по раздельному сервису

2049 суток – если бурить по приведенному среднему времени ставки «под ключ»

1133 суток – если бурить по приведенному среднему времени раздельного сервиса

1 131 359 000 руб. – стоимость бурения по ставке «под ключ»

1 002 987 000 руб. – стоимость бурения по раздельному сервису



128 372 000 руб. – положительная разница по приведенному среднему времени бурения 1м

По результату анализа видно, что экономия от перехода на раздельный сервис на 8 скважинах составила 128 млн рублей.

Изменения после перехода на раздельный сервис на Бузулукском месторождении:

- Увеличение процента выноса керна с 91 % до 100 %.
- Отсутствуют повторные испытания пластов из-за некачественного выполнения.
- Отбор керна в 295 мм стволе полноразмерной буровой головкой с диаметром материала 120 мм.
- Отбор 45 м керна за один рейс.



- Привлечение высокотехнологичных сервисных компаний (MiSwaco, Schlumberger, NOV, Halliburton, Smith).
- Широкое применение долот PDC.
- Бурение скважин с отходом до 1000 м.
- Использование высокотехнологичного бурового станка ZJ-50 с верхним приводом.
- Бурение с забойными двигателями на глубинах ниже 2600 м.

Это стало возможным в результате особой роли технологической службы заказчика. Ее суть:

- Тесная работа с подрядчиками.
- Нарботка обширной базы данных.
- Планирование и проектирование на основе достигнутых показателей.
- Оперативное влияние на ход строительства скважины.
- Анализ положительного и отрицательного опыта.

У любого изменения или нововведения есть свои положительные и отрицательные стороны. Таковые существуют и у раздельного сервиса:

- Плюсы
 - Возможность заказчика оперативно влиять на процесс бурения.
 - Заказчик принимает решение об использовании новых БУ и технологий.
 - Конкуренция среди подрядчиков.
 - Наличие обширной базы данных.
 - Современные технологии.
- Минусы
 - В случае аварии заказчик компенсирует основные затраты (но даже с учетом этого фактора, как можно видеть из таблицы, мы добились сокращения затрат на строительство скважин).

Выводы

Данная форма сервиса должна позволить сократить сроки строительства скважин и улучшить их качество (об этом свидетельствует весь вышеперечисленный материал). Это может быть достигнуто только за счет высококвалифицированной технологической службы заказчика и грамотной работы с подрядчиками.

Предлагается учесть опыт строительства поисково-разведочных скважин по форме раздельного сервиса на месторождениях ОАО «Оренбургнефть» и рассмотреть возможность применения данного вида сервиса при бурении скважин в других нефтегазодобывающих компаниях России.

Твердофазные химические реагенты для добычи природного газа

А. В. Левенко, Я. А. Кривла

ООО «Газпром добыча Краснодар» - Инженерно-технический центр

ООО «Газпром добыча Краснодар» эксплуатируется 973 скважины на 54 месторождениях. Большинство месторождений находится на поздней или заключительной стадии разработки и характеризуется низкими и аномально низкими пластовыми давлениями, высокой обводненностью и, следовательно, самодавлением скважин.



Одним из перспективных и эффективных направлений интенсификации добычи углеводородов на месторождениях ООО «Газпром добыча Краснодар» является технология использования твердофазных реагентов.

По назначению реагенты можно разделить на три класса:

1. Твердые поверхностно-активные вещества (далее — ПАВ) для подъёма жидкостей из стволов эксплуатационных скважин.
2. Твердые реагенты — активаторы для очистки фильтров и пристволевой части скважин.
3. Твердые деэмульгаторы для промышленной подготовки жидких углеводородов.

В настоящее время в филиале ООО «Газпром добыча Краснодар» — Инженерно-техническом центре (далее — ИТЦ) накоплен богатый практический опыт подбора целевых рецептур ПАВ и их производства собственными силами. В год, в среднем, производится 20 тысяч единиц твердых ПАВ. Современный рынок химического сырья позволяет выбрать из имеющего арсенала химических реагентов наиболее подходящие для создания новых рецептур ПАВ. Разработки рецептур выполнены с учетом условий конкретных месторождений. Разработчиками учтён характер, стадии и специфика месторождений, тип, конструкции и техническое состояние скважин, геолого-технические особенности залежей, тип, характер и специфика состава попутно-пластовых вод и жидких углеводородов.

Твердые ПАВ по степени воздействия на организм относятся к веществам 4 класса опасности (малоопасное вещество).

Твердые поверхностно — активные вещества

1. Твердый ПАВ–Цель–III — ПАВ для удаления агрессивных и высокоминерализованных пластовых жидкостей с забоев газовых скважин, в том числе в условиях пескопроявления.
2. Твердый ПАВ–С — ПАВ для стабилизации, освоения и интенсификации отборов газа в условиях аномально низких пластовых давлений и падающей добычи, для подъёма жидкости из низкодебитных скважин истощенных газовых месторождений.
3. Твердый ПАВ–С–03 — ПАВ для газоконденсатных месторождений, условия эксплуатации которых осложнены скоплением на забое углеводородного конденсата.
4. Твердый ПАВ–ОС — ПАВ для удаления высокоминерализованной пластовой воды и углеводородного конденсата.

Твердые реагенты — активаторы для очистки фильтров и пристволевой части скважин

Твердый ПАВ–Ф — твердофазная кислотная система (далее ТФКС) «ПАВ–кислота» для очистки фильтров эксплуатационных и нагнетательных скважин от солей, продуктов коррозии и нерастворимых твёрдых механических примесей без остановки скважин.

Твердофазные деэмульгаторы (далее ТФД) для промышленной подготовки жидких углеводородов

1. ТФД–1 — твердофазный деэмульгатор газоконденсатных эмульсий, полученных при использовании неионогенных ПАВ.



2. ТФД–2 и ТФД — 3 — твердофазные деэмульгаторы газоконденсатных эмульсий, полученных при использовании анионоактивных композиций ПАВ.

Системный анализ результатов промыслового применения твердых ПАВ по данным эксплуатации 210 скважин 32 месторождений за период 2000–2010 годы подтверждает высокую эффективность действия ПАВ, их надёжность и технологичность. Вместе с тем, решена задача минимизации сырьевой стоимости ПАВ и достигнуто главное конкурентное преимущество ПАВ разработки филиала ООО «Газпром добыча Краснодар» — Инженерно-технического центра: более низкая стоимость при равной аналогам эффективности.

Сравнительные технико-экономические показатели с зарубежными аналогами

Твердые ПАВ разработки филиала ООО «Газпром добыча Краснодар» — Инженерно-технического центра по показателям эффективности применения успешно конкурируют с зарубежными аналогами. Прирост добычи газа от применения одной тонны используемых твердых ПАВ равен приросту газа от зарубежного аналога и составляет 7 млн м³. Стоимость одной единицы твердого ПАВ собственной разработки составляет 300 рублей, а зарубежного аналога — 900 рублей.

Эффективность ТФКС так же равна эффективности зарубежных аналогов, при этом стоимость одной единицы ТФКС ниже зарубежной на 20%.

Твердофазные деэмульгаторы собственной разработки не имеют зарубежных аналогов.

Оценка масштабов применения ПАВ

Объём использования составляет около 20 тысяч единиц твердых ПАВ в год.

Накопленный объём поставки и использования твердых ПАВ в период с за 2000–2010 годы — более 120 тыс. единиц, накопленная дополнительная добыча газа за счет применения твердых ПАВ — более 550 млнм³.

Добыча газа за счет применения твердых ПАВ собственной разработки составляет до 7% от валовой добычи предприятия. Ежегодная дополнительная добыча газа в среднем составляет 85 млн м³.

Систематизация и анализ разработок, практические промысловые результаты и эффективность применения реагентов и технологий, оценка состояния и перспектив расширения рынка химических реагентов показывают, что имеющийся опыт и наработки могут быть успешно использованы для разработки новых эффективных рецептур ПАВ для месторождений газовой отрасли России.

ООО «Газпром добыча Краснодар» осуществляет полный комплекс работ по стабилизации и оптимизации работы самозадавливающихся скважин с применением ПАВ, включая:

- анализ состава пластового флюида;
- подбор рецептуры ПАВ;
- производство опытной партии ПАВ;
- лабораторные испытания опытной партии ПАВ с использованием оригинальной пробы пластового флюида;
- разработка и согласование программы промысловых испытаний ПАВ;
- промысловые испытания ПАВ;



- оценка эффективности применения ПАВ, включая расчет прогнозных показателей экономической эффективности;
- разработка и согласование Регламента промышленного применения ПАВ;
- авторское сопровождение промышленного применения ПАВ;
- поставки ПАВ для промышленного применения.

ПАВ разработки филиала ООО «Газпром добыча Краснодар» — ИТЦ успешно применялись на месторождениях дочерних обществ ОАО «Газпром»: Вынгапурское месторождение ООО «Газпром добыча Ноябрьск», Мыльджинское и Северо-Васюганское газоконденсатные месторождения ОАО «Томскгазпром», Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение ООО «Газпром добыча Оренбург».

Одновременно-раздельная разработка нескольких эксплуатационных объектов на примере ОАО «Самотлорнефтегаз»

И. В. Леонов

*Самотлорское нефтегазодобывающее управление
ОАО «Самотлорнефтегаз»*

Сегодня на большинстве объектов разработки многопластовых нефтяных месторождений ТНК-ВР наблюдается опережающее обводнение, свидетельствующее о неравномерности выработки запасов из-за существования направлений, в которых происходят более интенсивные фильтрационные потоки при относительно одинаковых градиентах давления в эксплуатационном объекте между нагнетательными и добывающими скважинами. Причиной этого является неоднородность эксплуатационных объектов как по мощности из-за разной проницаемости пластов и пропластков, так и по площади из-за тектонических нарушений и образования высокопроницаемых каналов, вызванных техногенными процессами при нагнетании в пласт воды. В связи с этим закон об охране недр Российской Федерации запрещает эксплуатацию нескольких объектов без контроля и регулирования их технологических режимов.

Технология одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (ОРРНЭО) позволяет повысить эффективность разработки (выработки запасов нефти) многопластовых месторождений путем обоснованного выбора эксплуатационных объектов и оптимизации технологических режимов нагнетательных и добывающих скважин за счет использования геолого-промысловой информации о процессе обводнения и применения многопакерных компоновок. Оптимизация режима работы многопластовых скважин достигается с помощью дифференцированного воздействия на вскрытые разнопроницаемые эксплуатационные объекты с тем, чтобы добиться выравнивания профилей приёмности и притока.

Целью проекта является повышение эффективности выработки запасов нефти из многопластовых месторождений, снижение энергозатрат на извлечение флюида и уменьшение капиталовложений в бурение.

В проекте рассматриваются компоновки для одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) и одновременно раздельной добычи (ОРД) нефти. Для одновременно-раздельной закачки в скважину устанавливают компоновку, состо-

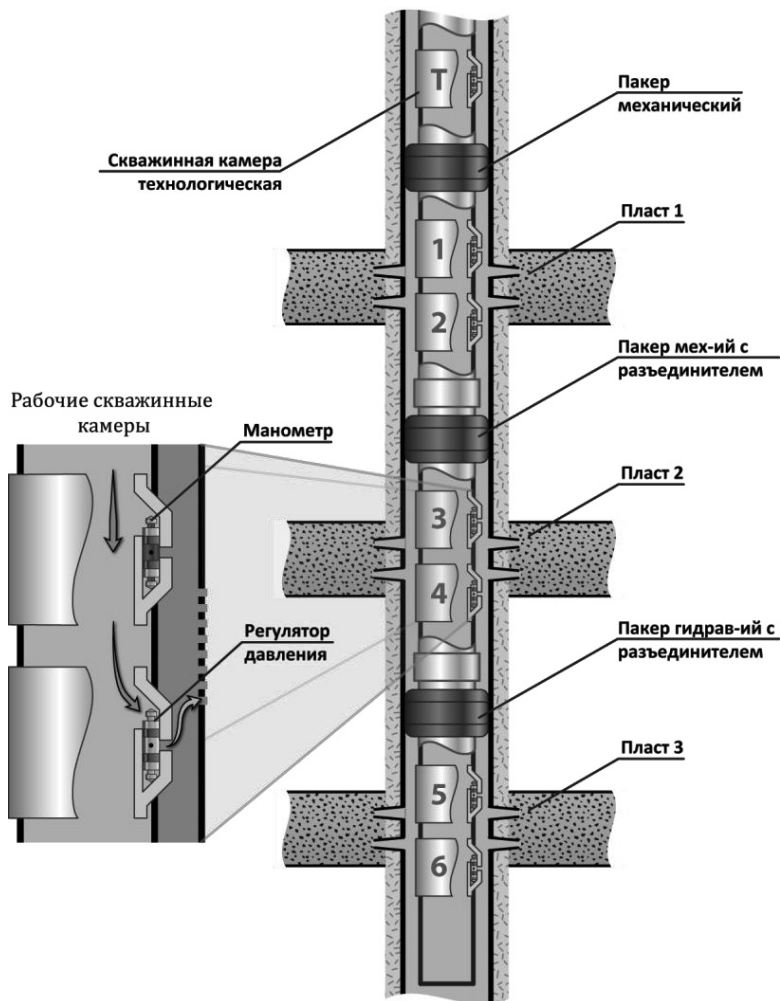


Рис.1. Компоновка ОРЗ

ящую из колонны труб с несколькими пакерами и секциями, включающими в себя одну или две скважинные камеры, в которых размещены сменные регуляторы расхода (рис. 1). Смена регуляторов осуществляется с помощью канатной техники. Кроме регуляторов в скважинные камеры также могут устанавливаться сменные глубинные манометры.

Для одновременно-раздельной добычи в скважину устанавливают компоновку, состоящую из колонны труб, по меньшей мере, одного пакера с кабельным вводом, УЭЦН (рис. 2). Также в состав компоновки может входить ШГН.

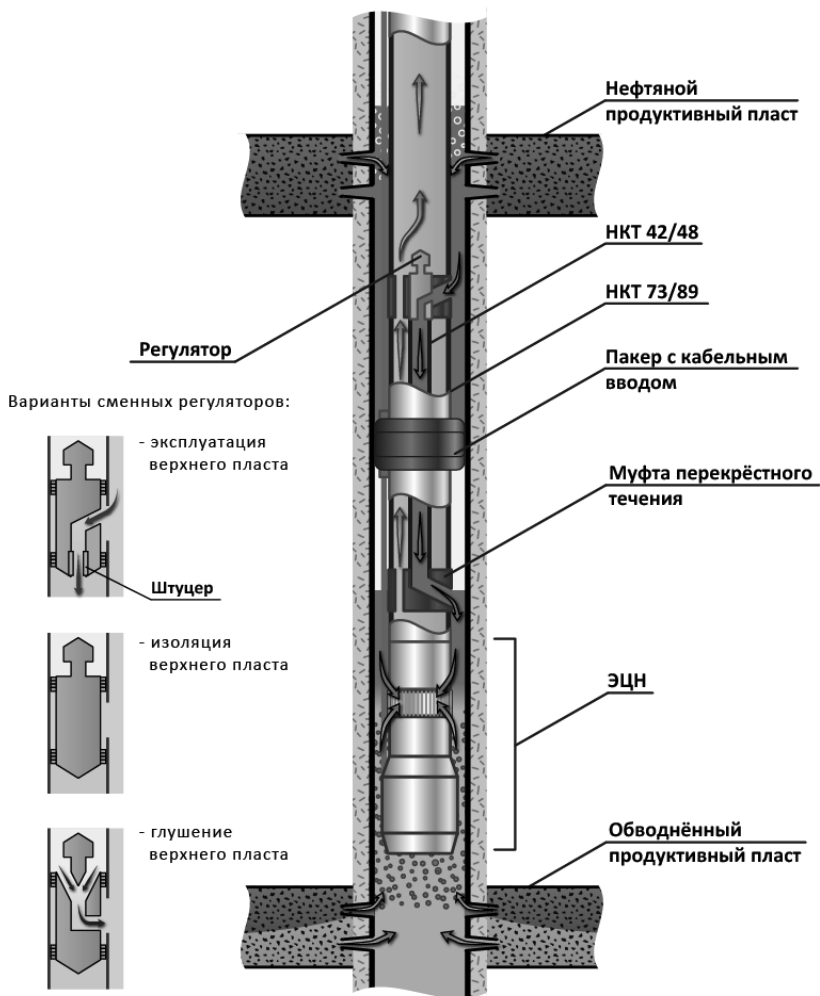


Рис. 1. Компонвка ОРА

На сегодняшний день технологии ОРЗ и ОРД успешно внедряются компанией ООО «Нефтегазтехника» на многих нефтяных месторождениях Западной Сибири.

В СНГ внедрено 23 скважины, оборудованных компоновками для ОРЗ. Также планируется внедрить 5 скважин для ОРД.

Технология позволяет существенно сократить затраты на бурение новых скважин, повысить нефтеотдачу, уменьшить расходы на электроэнергию и строительство инфраструктуры на месторождениях ТНК-ВР.



Создание геоинформационной системы для решения задач эффективного землеустройства и экологического мониторинга при обустройстве нефтегазовых месторождений на базе отечественного программного обеспечения КБ «Панорама»

Д. А. Липилин

ООО «НК «Роснефть» — НТЦ»

В ходе обустройства месторождений одним из важных этапов являются землеустроительные работы. Своевременный отвод земли под строящиеся объекты — это одно из важных условий соблюдения сроков работ по обустройству месторождения. Успешная работа в этой области невозможна без тесного взаимодействия «земельщиков» со стороны проектной организации и соответствующих служб Заказчика (землеустроительная, маркшейдерская).

А экологический мониторинг при проектировании сложных объектов, когда привлекается несколько субподрядных организаций, организация и координация работ по подготовке материалов к отводу земель играет еще большее значение. Так, в процессе обустройства Ванкорского месторождения назрела необходимость интеграции материалов земельного отвода с отслеживанием данных по рекультивации нарушенных земель и контроля над этими

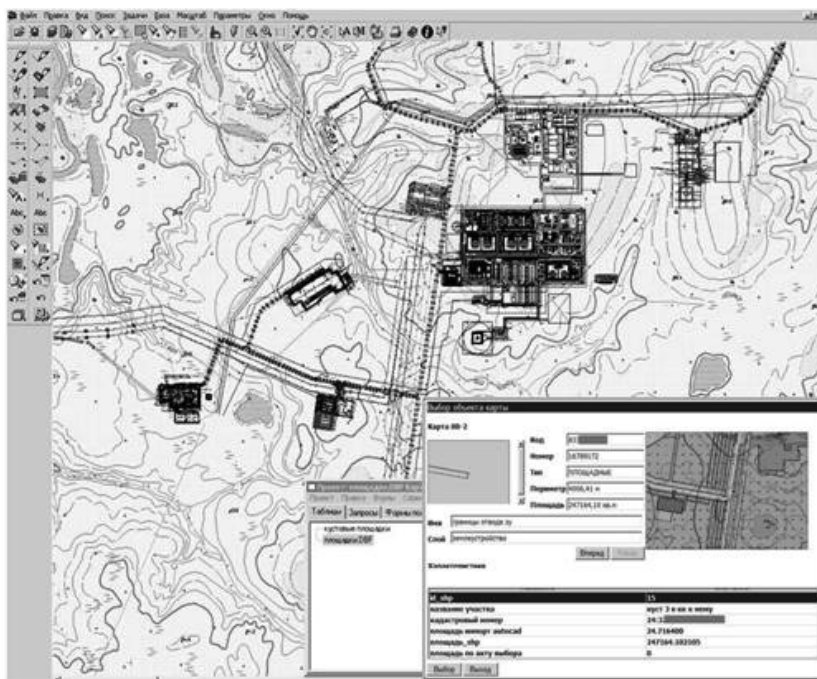


Рис. 1



землями. Результатом стала опытная разработка проекта пространственной базы данных по учету земельной документации (материалы к акту выбора земельных (лесных) участков), результатов выбора участков (акты выбора), схем земельного отвода с проектами рекультивации на проектируемые объекты, исполнительная и аэрофотосъемка местности (рис 1).

Следующий этап предусматривает развертывание серверного программного обеспечения для доступа из локальной и внешней сети к ситуационной карте и землеустроительной документации. Для реализации данного проектного решения был выбран отечественный программный продукт комплекс КБ «Панорама»: WebGISServer версии 1.7 и GISWebAdministrator версии 1.3. Выбор этого программного комплекса обоснован наилучшим соотношением цена-функциональность-производительность по сравнению с зарубежными аналогами, отечественных аналогов нет. Для сравнения стоимость развертывания на основе продукта американской компании ESRI «ArcGIS Server» выходит в 4 раза выше. Для обеспечения безопасности и недопущения изменения данных была введена система авторизации пользователей (рис. 2). Часто бывает, что инженеры компании ведут проекты нескольких компаний заказчиков, для этих целей был введен их список, позволяющий оперативно найти нужную информацию (рис. 2). В левой части окна расположен список доступных слоев, позволяющий оставить только необходимую информацию для принятия решений (рис. 2).

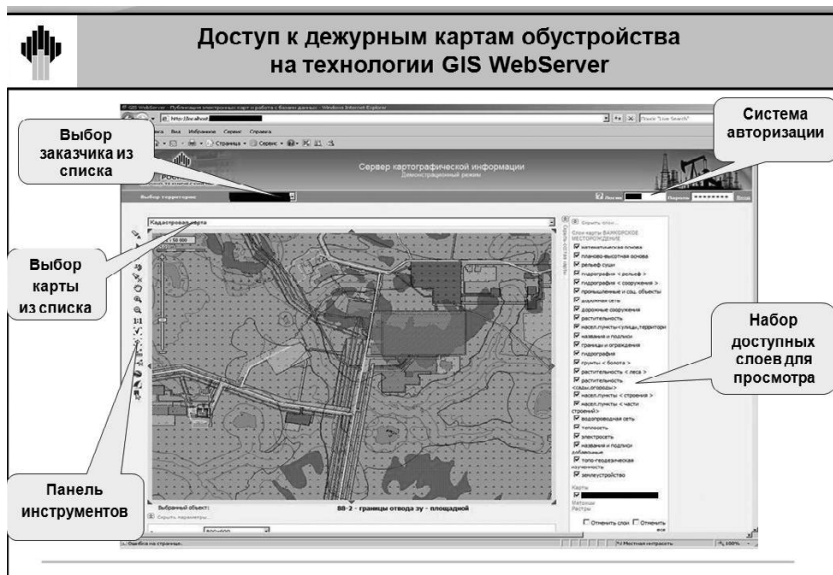


Рис. 2

В правой части находится панель инструментов. Инструментарий позволяет получить атрибутивную информацию, измерить расстояния и площади (в заданных вами единицах), производить поиск по атрибутам и напечатать видимый участок ситуационной карты (рис. 3).

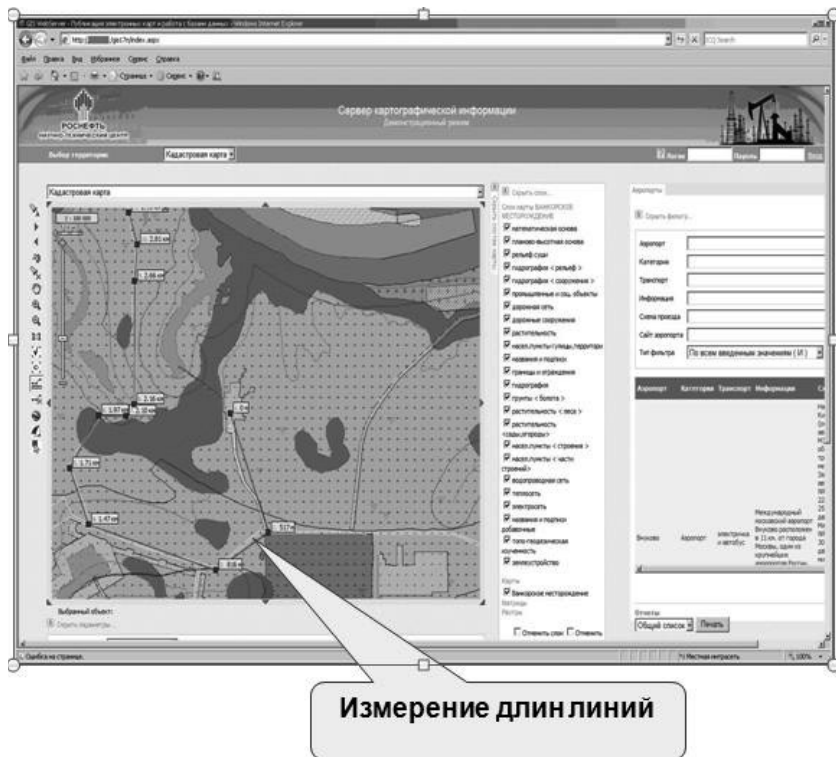


Рис. 3

Выводы

В ходе реализации данного проекта поставленные цели: сокращение сроков выпуска материалов к актам выбора земельных участков, исключение дублирующихся данных и мониторинг фактически нарушенных земель были выполнены. А геоинформационный метод подхода к этой проблеме показал, что он является не только более технологичным, но и более выгодным материально.

Прогнозирование и упреждение рисков возникновения нештатных ситуаций в системах автоматизации

С. А. Лобастов
ООО «НОВАТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК»

При эксплуатации опасных производственных объектов высший приоритет — это обеспечение бесперебойного контроля и безопасности ведения технологического процесса, которые могут быть достигнуты двумя путями:



- совершенствованием технологии и оборудования;
- совершенствованием организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение безотказной работы систем автоматизации.

Рассмотрению представляется проект программы «2+1» по выводу систем автоматизации на высокий уровень надежности и созданию условий эффективного обеспечения его поддержания на всем периоде их эксплуатации. В качестве практических примеров рассмотрены мероприятия, внедренные на производстве по переработке газового конденсата (ППГК) ООО «НОВА-ТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК»

Основным методом достижения поставленной цели являются систематические модернизации и усовершенствования технического и организационного характера по двум направлениям:

Задача 1: Вывод эксплуатируемых систем автоматизации на высокий уровень надежности.

Задача 2: Создание условий эффективного поддержания достигнутого уровня надежности систем автоматизации.

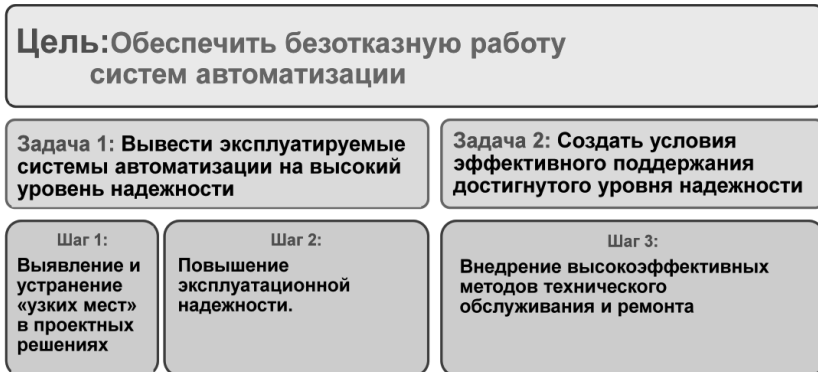


Рис. 1. Структура программы «2+1»

Реализация задач осуществляется в три этапа (шага):

- Шаг 1: Выявление и устранение «узких мест» в проектно-технических решениях.
- Шаг 2: Выявление и устранение причин повторяющихся отказов в системах автоматизации.
- Шаг 3: Освоение и внедрение высокоэффективных методов диагностики и способов ведения ТО и ППР.

Рассмотрим первый этап (Шаг 1) на пути достижения высокого уровня надежности в системах автоматизации — выявление и устранение «узких мест» в проектно-технических решениях.

Алгоритм по выявлению и устранению «узких мест» в проектно-технических решениях представлен на рис. 2.

В качестве практического примера приведена работа по выявлению и устранению «узких мест» в проектно-технических решениях в схемах питания КИПиА.



Проектная схема электропитания средств КИПиА имела ряд существенных недостатков:

- не обеспечено резервирование выпрямительной станции =24 В;
- не произведено разделение питания по потребителям.

Проведенный анализ (прогнозирование) выявил высокие риски групповых и полномасштабных остановов технологического оборудования по причине неисправностей, короткого замыкания или обрыва в цепях питания средств КИПиА. Указанные отказы и неисправности значительно повышают риски выпуска некачественной продукции, недовыпуска продукции, а также развития аварийных ситуаций, например, при возникновении гидроударов при переходе продукта в линию некондиционного конденсата.

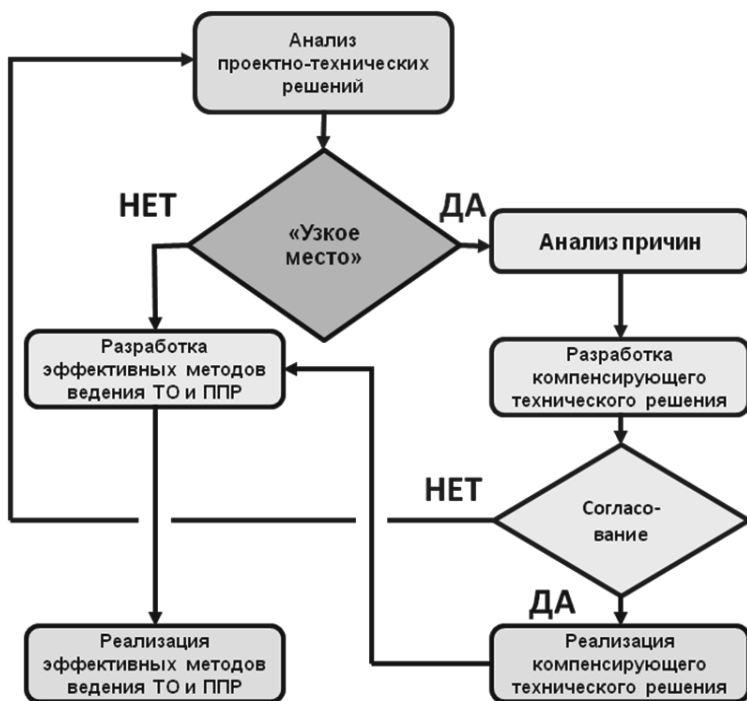


Рис. 2. Алгоритм выявления и устранения «узких мест» в проектно-технических решениях

В связи с этим были разработаны следующие компенсирующие действия (упреждение):

- аннулирована выпрямительная станция и шит распределения питания =24 В. Вместо них применен отдельно стоящий шкаф гарантированного питания, в котором было произведено резервирование выпрямительной станции. Кроме того, было произведено разделение питания по направлениям (технологическим блокам), т.е. каждое направление имеет собственную выпрямительную станцию;



- произведено разделение питания путем изменения монтажных решений схемы.

Дальнейший анализ проектно-технических решений определил необходимость проведения следующих упреждающих действий:

- введен в эксплуатацию шкаф собственного бесперебойного питания с применением автоматического ввода резерва. Ввод 1 реализован от существующей схемы электроснабжения, ввод 2 от источника бесперебойного питания. В качестве АВР применены быстродействующие контакторы;
- из общего массива схем электропитания ~220 В выведены схемы питания, непосредственно влияющие на останов технологического оборудования и расположенные на отдельно стоящей стойке.

Наглядно проведенные работы показаны на рис. 3.

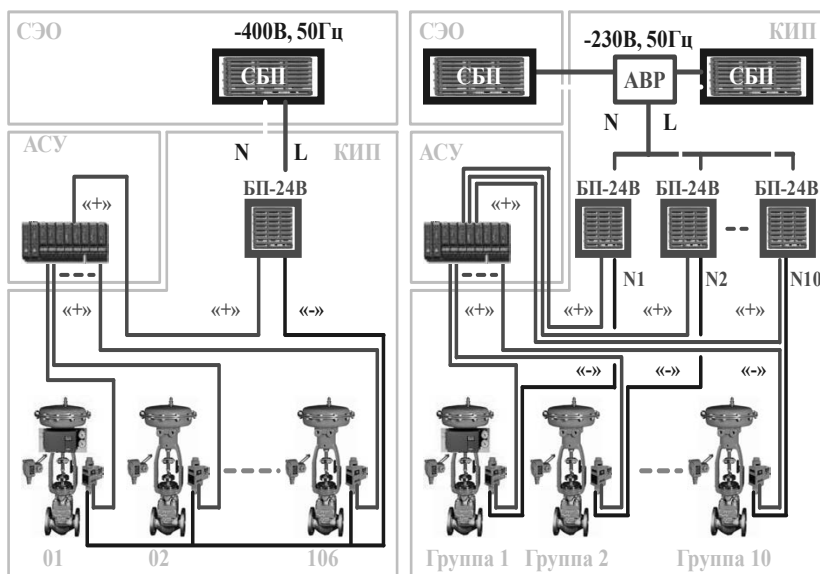


Рис. 3. Принцип построения схемы распределения питания электроприемников по полевым устройствам УСФК-2 (проектное и внедряемое решения)

Кроме того, в рамках реализации мероприятий Шага 1, были произведены следующие работы: усовершенствование систем пневмопитания, внедрение дополнительных контуров измерения и регулирования. В данной работе эти мероприятия не рассмотрены.

Следующим шагом (Шаг 2) на пути достижения высокого уровня надежности в системах автоматизации является выявление и устранение причин повторяющихся отказов, алгоритм работы по которому также представляет собой циклическую форму (рис. 4).

В качестве практического примера приведена работа по выявлению и устранению причин повторяющихся отказов в системе автоматизации блока подготовки топливного газа.



Основная работа заключалась в исключении из системы промежуточного звена — контроллера «ТЭКОН» и передача контроля и управления непосредственно в контроллер АСУ ТП «DeltaV». Необходимость проведения этой работы, прежде всего, заключалась в том, что контроллер «ТЭКОН» имеет низкую эксплуатационную надежность.



Рис. 4. Алгоритм работ по выявлению и устранению причин повторяющихся отказов КИПиА и повышению эксплуатационной надежности

Проведенное прогнозирование определило, что данный недостаток способен привести к прекращению подачи топливного газа на предприятие. Как следствие — погасание основных горелок огневых подогревателей, погасание дежурных горелок факельных стволов, останов котельных. Эти инциденты способны привести к недовыпуску продукции, снижению качества, а также к развитию аварийных ситуаций, последствия которых на порядок выше и опаснее рассмотренных в практическом примере Шага 1.

Упреждающие действия: разработаны и внедрены новые схемы подключения исполнительных механизмов — кранов, алгоритмы сигнализаций и блокировок частично были разработаны на логике электромагнитных реле, частично реализованы в контроллере АСУ ТП «DeltaV», произведена замена датчиков с дискретным выходным сигналом на датчики с аналоговым выходом, внедрены HART-совместимые датчики. Также была проведена модернизация системы питания средств КИПиА (добавление в схему источника бесперебойного питания, произведено резервирование выпрямительной станции =24 В, произведено разделение питания по потребителям).

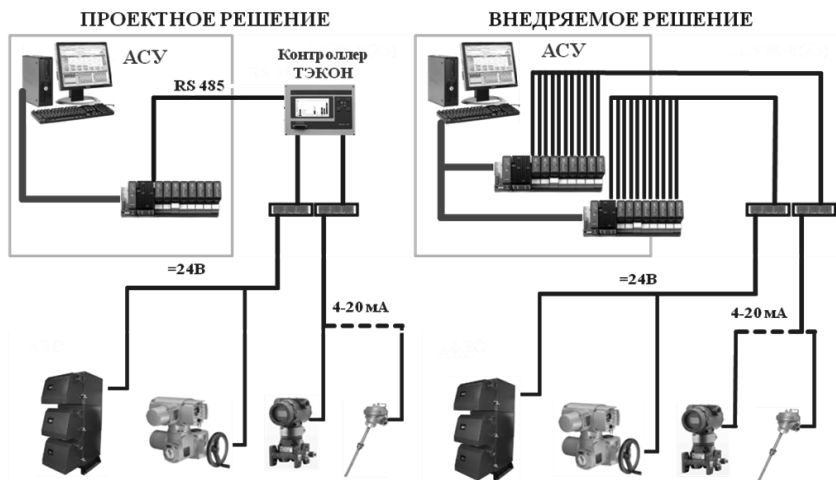


Рис. 5. Система автоматического управления блока подготовки топливного газа (БПТГ)

Наглядно проведенные работы показаны на рис. 5.

Кроме того, в рамках реализации мероприятий Шага 2 были произведены следующие работы: модернизация систем измерения перепада давления, унификация систем контроля и розжига пламени на огневых подогревателях, модернизация систем управления жалюзи аппаратов воздушного охлаждения. В данной работе эти мероприятия не рассмотрены.

Следующим шагом (Шаг 3) на пути достижения высокого уровня надежности в системах автоматизации является совершенствование показателей ТО и ППР (рис. 6).

Традиционные методы технического обслуживания систем автоматизации путем проведения регламентных ревизий и ремонтов требуют больших затрат и не обеспечивают оперативный контроль их технического состояния. Также ситуация обостряется тем, что в последние годы резко упал уровень квалификации эксплуатационного и ремонтного персонала. Прогнозирование: происходит снижение уровня надежности систем, что приводит к отказам, к увеличению затрат на проведение ремонтно-восстановительных мероприятий, к убыткам от недополученной прибыли, высокому риску возникновения аварийных ситуаций.

Для реализации Шага 3 предусмотрены следующие мероприятия (упреждение):

- внедрение программного пакета Asset Management Solutions (AMS, Система Обслуживания Приборов) на базе системы DeltaV. Это набор программных решений для учета всей деятельности по обслуживанию приборов, связанной с датчиками и исполнительными устройствами на всем производстве;
- обучение персонала. Данное мероприятие включает в себя обучение без отрыва и с отрывом от производства, обмен опытом на аналогичных производствах, создание порталов КИПиА группы предприятий в локальных и глобальных сетях;
- создание материально-технической базы.

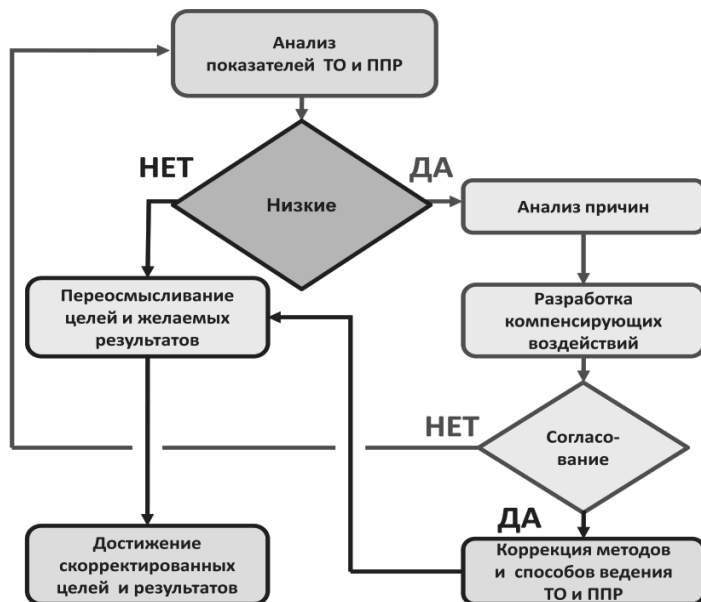


Рис. 6. Алгоритм работ по совершенствованию показателей ТО и ППР

Приоритет в реализации Шага 3 принадлежит именно обучению персонала. Необходимость обучения, а также результаты обучения на каждом из шагов внедрения программы «2+1» показаны на рис. 7.



Рис. 7. Непрерывный цикл обучения на каждом из шагов внедрения программы «2+1»



При проведении инвестиционного анализа мероприятий программы «2+1» в качестве данных использовались себестоимость и рыночная цена продукции, средние зарплаты. Также данные были приняты на основании информации, изложенной в журналах приема сдачи смен оперативного персонала и опыта промышленной эксплуатации. Все необходимые для реализации мероприятий средства и материалы приняты как единовременные вложения.

Так как мероприятия Шага 3 не имеют расчетного условного дохода, то единовременные вложения приняты в сумме Шага 2. Ставка дисконтирования принята 10%. Условный экономический эффект рассчитан на основании недовыпуска продукции; экономический ущерб от развития аварийных ситуаций не рассчитывался.

Результаты инвестиционного анализа первого года внедрения программы «2+1» приведены в таблице.

Шаг	Чистый дисконтированный доход, руб.		Внутренняя норма доходности	Индекс рентабельности	Дисконтированный срок окупаемости
	1-й год	2-й год			
1	15824118,48	33177062,56	20,03	6,43	2,5 мес
2	9927,01	1777360,66	10,06	1,11	1 год 4 мес
Сумма	15834045,50	34954423,22	–	–	–

Инвестиционный анализ приведен только для мероприятий, указанных в качестве практических примеров. Чистый дисконтированный доход всех реализованных мероприятий (3 мероприятия на Шаге № 1 и 3 — на Шаге № 2) составил более 20 млн руб. и около 45 млн руб. соответственно для 1-го и 2-го года. Чистый дисконтированный доход год от года увеличивается в арифметической прогрессии.

Разработка и применение регламента промывки блоков регенерации ДЭГ при повышенном содержании солей в абсорбенте без демонтажа жаровой трубы

Д. А. Лясников

Филиал «Степновское УПХГ» ООО «Газпром ПХГ»

В Степновском Управлении подземного хранения газа на участке комплексной подготовки газа в качестве абсорбента используется диэтиленгликоль (марки «А». ГОСТ 10136–75). Диэтиленгликоль, контактируя с природным газом на массообменных тарелках в абсорберах, поглощает из него влагу. Выпарка влаги из ДЭГа (регенерация) происходит в блоках огневой регенерации ДЭГа (типов ГП 475.00.01 и ГП 875.00.01), где ДЭГ нагревается в испарителях БРД до температуры испарения влаги 145–155° С.

При форсированном режиме отбора газа из ПХГ с расходом газа, выше проектного (32 млн м³/сут.), в течение продолжительного времени (более 3-х суток работы с режимом отбора 36–38 млн м³/сут.) происходит насыщение абсорбента солями NaCl, содержащимися в выносимой с газом пластовой воде.



В процессе регенерации насыщенного ДЭГа из-за высокой температуры поверхности

жаровой трубы на стенке, контактирующей с ДЭГом, образуется налет соляных отложений толщиной слоя до 35 мм, что препятствует нормальному теплообмену между поверхностью жаровой трубы и рабочей средой, соответственно, нарушая работу блоков регенерации гликоля. При этом возникает необходимость проведения очистки поверхности жаровой трубы от отложений солей механическим способом с демонтажем жаровой трубы из испарителя БРД. При работе установки регенерации гликоля в осеннее-зимний период в номинальном режиме (2 блока в работе, 1 в резерве) ранее применялась технология очистки блоков жаровых труб механическим способом с демонтажем (выемкой) блока жаровых труб из ёмкости испарителя, укладкой его на площадку и удалением отложений соли при помощи специального инструмента (скребков, ломов и пр.).

Процесс демонтажа и очистки занимает длительное время и требует больших трудозатрат. Так же демонтаж блока жаровых труб является потенциально опасным и технически сложным процессом, из-за остаточного содержания в солевых отложениях легких фракций углеводородов и метанола, даже после пропарки испарителя паром в течении 12–16-и часов, большой массы извлекаемого блока и большого количества задействованной при проведении работ спецтехники.

Для уменьшения трудозатрат при проведении работ по очистке жаровой трубы от отложений солей и сокращения времени нахождения блоков регенерации ДЭГа в ремонте и увеличения межремонтного интервала специалистами Степновского УПХГ был разработан и опробован регламент по промывке БРД водой в процессе работы ПХГ в режиме отбора газа, что позволило в значительной степени сократить время нахождения блоков регенерации ДЭГа в ремонте, сократить трудозатраты на проведение ремонтных работ по очистке регенераторов от соли и значительно повысить качество очистки поверхности жаровых труб и стенок испарителя.

Экономический эффект от внедрения данного предложения за сезон работы ПХГ в режиме отбора газа 2009–2010 г. составил 89653 рубля. Данная технология промывки блоков регенерации гликоля, может быть адаптирована под другие виды оборудования на объектах Газпром ПХГ, имеющих проблему отложения водорастворимых солей и примесей во внутренних полостях технологических аппаратов и оборудования.

Оценка экономической целесообразности продления сроков эксплуатации месторождений углеводородов за счет применения нетрадиционных технологий извлечения остаточных запасов

Е. В. Мазурина

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

В зависимости от степени выработанности, длительности периода разработки и динамики темпов отбора углеводородов (УВ) во времени в жизненном цикле месторождения можно выделить четыре основных стадии раз-



работки месторождений: стадия нарастающей добычи, стадия стабилизации отборов, стадия падающей добычи и завершающая стадия (рис. 1, 2).

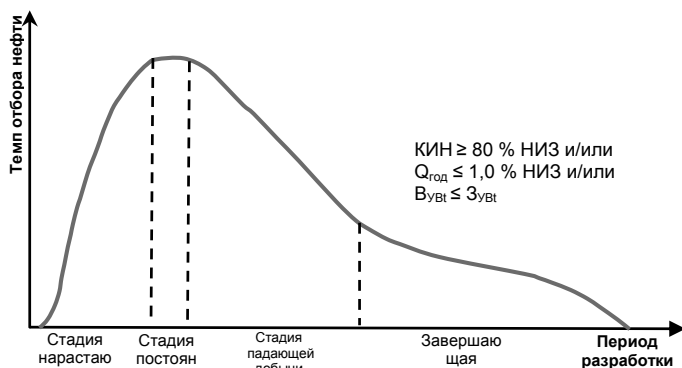


Рис. 1. Стадии разработки нефтяных и газонефтяных месторождений (залежей)

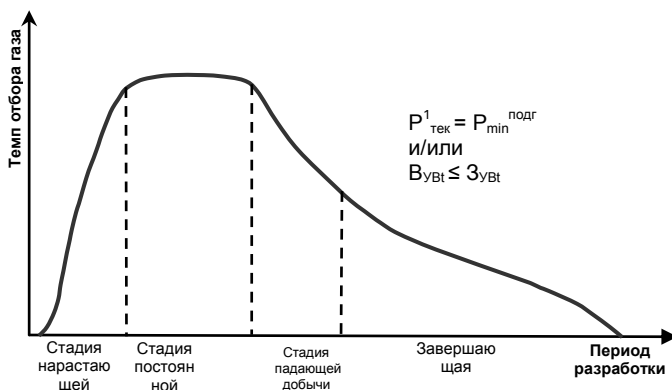


Рис. 2. Стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений (залежей)

При этом нефтегазодобывающая отрасль России характеризуется сегодня значительной выработкой запасов и приближением процесса эксплуатации большинства месторождений к завершающей стадии. Так, начальные запасы открытых месторождений нефти в настоящее время выработаны более чем на 50%. Степень извлечения запасов активно осваиваемых нефтяных месторождений приближается к 60%. В газодобывающей отрасли России ситуация разворачивается по аналогичному сценарию. Выработанность месторождений, обеспечивающих около 2/3 добычи свободного газа ОАО «Газпром», также весьма значительна. К примеру, степень извлечения по Вынгапуров-



скому месторождению составляет 83,2%, Медвежьему — 80,4%, Оренбургскому — 58,3%, Уренгойскому (без учета Песцовой площади) — 70,9%, Ямбургскому (без учета Харвутинской площади) — 73,0%, Вуктыльскому — 83,9%. При этом доля объема производства на месторождениях с падающей добычей в общем объеме производства газа в целом по ОАО «Газпром» еще выше и составляет около 75%. Данные факты свидетельствуют о том, что многие базовые месторождения отрасли находятся или вступили в финальную стадию своей разработки.

Наступление завершающей стадии вынуждает недропользователя регулярно проводить *оценку экономической целесообразности совершенствования системы разработки* для определения временной границы прекращения эксплуатации месторождения в действующем ценовом и налоговом окружении с обязательным учетом в денежных потоках затрат, связанных с проведением экологических и ликвидационных работ. В настоящее время оценка эффективности инвестиций основывается на методических рекомендациях по оценке эффективности инвестиционных проектов. Вместе с тем, данные рекомендации представляют собой общее направление расчетов и не учитывают отраслевую специфику научно-технических решений, применяемых в процессе разработки месторождений УВ, все разнообразие которых особенно велико на заключительном этапе извлечения недр. Для поддержания необходимых объемов добычи непрерывно разрабатываются и внедряются различные методы повышения углеводородоотдачи на завершающей стадии эксплуатации, требующие помимо технической проработки вопроса, соответствующих расчетов экономической эффективности, от результата которых напрямую зависит принятие управленческого решения о начале ликвидационных работ или продлении срока эксплуатации залежи за счет применения нетрадиционных технологий извлечения остаточных запасов. При этом начало завершающей стадии должно определяться на основе достижения определенной комбинации технологических и экономических критериев.

Характерными признаками завершающей стадии разработки углеводородных месторождений являются:

- постоянное снижение объемов добычи УВ, несмотря на применяемые методы интенсификации;
- незначительное влияние отбора УВ в конкретном периоде на соответствующие коэффициенты извлечения (КИГ, КИН, КИК), поскольку подавляющая часть извлекаемых запасов была извлечена ранее;
- продолжительный период эксплуатации месторождения на данной стадии относительно предшествующих стадий;
- полный износ основных производственных фондов (ОПФ) в связи с тем, что стоимость ОПФ практически полностью перенесена на себестоимость продукции месторождения в предыдущих стадиях его эксплуатации;
- недостаточный размер прибыли (наличие убытков) от разработки месторождения для поддержания в нормальном состоянии процесса его эксплуатации.

Начало завершающей стадии разработки углеводородного месторождения предлагается определять следующей комбинацией технологических и экономических критериев:



Для газовых и газоконденсатных объектов разработки	Для нефтяных и газонефтяных объектов разработки
$P^1_{\text{тек}} = P^{\text{полг}}_{\text{мин}} \text{ и/или}$ $V_{\text{убт}} \leq 3_{\text{убт}}$	$Q_{\text{нак}} \geq 80\% \text{ НИЗ и/или}$ $Q_{\text{год}} \geq 1,0\% \text{ НИЗ и/или}$ $V_{\text{убт}} \leq 3_{\text{убт}}$

где $P^1_{\text{тек}}$ — текущее давление на входе в промышленную установку подготовки газа, МПа; $P^{\text{полг}}_{\text{мин}}$ — минимальное давление на входе в промышленную установку подготовки газа, МПа, $Q_{\text{нак}}$ — накопленный объем добычи нефти, тыс. т.; НИЗ — начальные извлекаемые запасы, тыс. т.; $Q_{\text{год}}$ — годовой дебит нефти, тыс. т.; $3_{\text{убт}}$ — эксплуатационные затраты на добычу углеводородов в t-м периоде, млн р.; $V_{\text{убт}}$ — выручка от реализации углеводородов в t-м периоде, млн руб.

Наступление завершающей стадии свидетельствует о необходимости оценки экономической целесообразности дальнейшего совершенствования системы разработки. В случае отсутствия на момент начала завершающей стадии инновационных разработок и технологических решений, приемлемых для оптимизации периода разработки данного месторождения, должны быть определены границы рентабельного срока эксплуатации месторождения в действующем ценовом и налоговом окружении с позиции необходимости учета в денежных потоках затрат, связанных с проведением полного комплекса ликвидационных работ.

Основопологающим критерием оценки проекта доработки месторождения является достижение следующей цели: *получение максимального дохода при обеспечении наиболее полной выработки запасов УВ и соблюдения экологической безопасности*. Эффективность проектов доработки углеводородных месторождений необходимо оценивать через систему показателей, которые подразделяются на две составляющие: технологические и экономические показатели. Алгоритм оценки представлен на рис. 3.

В качестве дополнительных технологических ограничений для газовых и газоконденсатных объектов разработки к обозначенным выше критериальным давлениям в системе сбора, промышленной подготовки и межпромышленного транспорта УВ, принимается так называемое давление забрасывания $P^{\text{забр}}$, т.е. минимальное пластовое давление, ниже которого прекращается фонтанирование скважины. С точки зрения экономических критериев, наступление предельного момента эксплуатации будет обусловлено достижением чистого дисконтированного дохода (ЧДД) нулевого значения.

Предлагается производить вышеуказанные расчеты в соответствии с формулой:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=t_0}^T \frac{(-K_t + B_t - \text{ЧЭЗ}_t - H_t + L_t)}{(1+r)^{t-t_0}}, \quad (5)$$

K_t — капитальные вложения, B_t — выручка от реализации продукции, ЧЭЗ_t — чистые эксплуатационные затраты (без амортизации), H_t — налоги, не относимые на себестоимость, L_t — ликвидационное сальдо, r — норма дисконта.

Ликвидационное сальдо (L_t) на каждом шаге расчета определяется как разница между ликвидационными доходами от продажи высвобождаемого имущества (Δ_t) на данном шаге, так называемая ликвидационная стоимость



Ξ_t — расходы на восстановление экологии. Тогда чистый дисконтированный доход определяется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=t_0}^T \text{ЧДД}_t = \sum_{t=t_0}^T \frac{(-K_t + B_t - \text{ЧЭЗ}_t - H_t + \text{ЛС}_t - \text{ЛП}_t - C_t - \Xi_t)}{(1+r)^{t-t_0}}. \quad (6)$$

Социальные выплаты работникам ликвидируемого предприятия (C_t) оцениваются экспертно в соответствии с социальной политикой предприятия и на основании положений действующего коллективного договора. Расходы на восстановление экологической подсистемы (Ξ_t) также оцениваются экспертно в соответствии с перечнем планируемых восстановительных мероприятий и проектно-сметной документацией на аналогичный вид работ.

Разница между ликвидационной стоимостью имущества (ЛС_t), т. е. выручкой от частичной продажи объектов промысла, и затратами на ликвидацию оставшегося, неликвидного имущества (ЛП_t) является ликвидационным салдо без учета расходов на восстановление экологии и социальных выплат (L_t'). Оценочно, в соответствии с работой, L_t' является отрицательной величиной и составляет по абсолютному значению порядка 7–10% от балансовой стоимости имеющихся на месторождении скважин и других сооружений.

Полное ликвидационное салдо (L_t) также является отрицательной величиной, в несколько раз превышающей ликвидационное салдо без учета расходов на восстановление экологии и социальных выплат (L_t').

Экономический эффект от продления периода эксплуатации месторождения за счет применения нетрадиционных технологий извлечения остаточных запасов формируется за счет того, что у добывающего предприятия появляется возможность отложить на период отвлечение средств, связанных с ликвидацией месторождения или залежи в размере ликвидационного салдо (L_t), и вложить их в альтернативный проект. Так как величина данных затрат нефтегазодобычи сопоставима с величиной капитальных затрат по освоению новых месторождений УВ, то можно говорить о том, что продление срока жизни месторождения за счет доизвлечения остаточных УВ экономически целесообразно.

Если проект доразработки месторождения (залежи) рассматривать не с позиции дискретности денежных потоков $(1+r)^{t-t_0}$, а как непрерывный во времени процесс (e^{-rt}), то чистый доход от эксплуатации в интервале времени $(t, t+dt)$ составляет $f(t)dt$. При этом интегральный эффект $\Phi(T)$, показатель аналогичный показателю чистого дисконтированного дохода (ЧДД), при завершении эксплуатации в момент времени T составит:

$$\Phi(T) = \int f(t)e^{-rt} dt, \quad (7)$$

где $\Phi(T)$ — интегральный эффект; $f(t)dt$ — чистый доход от доразработки месторождения (залежи), полученный во временном интервале $(t, t+dt)$; e^{-rt} — основание натурального логарифма.

Если допустить, что капитальные вложения, направленные на доизвлечение остаточных УВ, будут полностью понесены в начальный период проекта, а все затраты, связанные с ликвидацией месторождения (ликвидационное салдо) в конечный, то интегральный эффект рассчитывается по формуле:

$$\Phi(T) = -K + \int p(t)e^{-rt} dt + Le^{-rT}, \quad (8)$$

где $p(t)dt$ — показатель прибыли¹ (profit), полученной от доразработки ме-



сторождения во временном интервале $(t, t+dt)$; K — суммарные капитальные вложения, направленные на доизвлечение остаточных УВ, L — ликвидационное сальдо. Используя тождество $\int e^{ax} dx = \frac{e^{ax}}{a} + C$ и преобразовав $e^{-rt} = 1 - \int re^{-rt} dt$, формула (8) представляется в следующем виде:

$$\Phi(T) = -K + \int [p(t) - rL] e^{-rt} dt + L. \quad (9)$$

Поскольку ликвидационное сальдо величина отрицательная и сопоставимая с величиной капитальных затрат по освоению новых месторождений, то момент для прекращения эксплуатации месторождения не должен определяться на основании получаемой чистой прибыли, скорректированной на величину начисленных амортизационных отчислений $p(t)$. Данный показатель в отличие от чистой прибыли отображает реальный доход недропользователя в текущем периоде. Искомый же момент должен определяться, как если бы интенсивность получаемого дохода составляла не $p(t)$, а $p(t) - rL$ [4].

Применительно к освоению углеводородных недр, когда ликвидационное сальдо отрицательно (в конце периода эксплуатации прогнозируется отток денежных средств на ликвидацию) и столь велико по масштабу, то $p(t) - rL$ свидетельствует о значительном продлении срока разработки месторождения за счет слагаемого rL , экономический смысл которого в «возможности альтернативного использования капитала» в размере L .

Предложенный авторами подход к оценке экономической эффективности разработки месторождения на завершающей стадии с обеспечением вторичной добычи трудноизвлекаемых остаточных запасов УВ был апробирован на примере Вуктыльского НГКМ. Разработка данного месторождения сопровождается целым рядом технологических и экономических проблем. Технологические сложности связаны, прежде всего, с низким энергетическим потенциалом пласта (текущее средневзвешенное пластовое давление по объему порового пространства в контуре газоносности составляет около 3,0 МПа) и, как следствие, осложненными условиями эксплуатации скважин: снижением рабочих дебитов, сокращением действующего фонда. Применение технологии, базирующейся на нагнетании в пласт «сухого» неравновесного газа, дает возможность продления срока эксплуатации данного объекта разработки в условиях глубоко истощенной газоконденсатной залежи с частичным извлечением выпавшего ранее в пласте ретроградного конденсата.

Основные результаты расчетов экономической эффективности проекта разработки основной залежи Вуктыльского НГКМ на завершающей стадии с обеспечением вторичной добычи трудноизвлекаемых остаточных запасов УВ представлены в таблице.

Основные показатели экономической эффективности проекта разработки Вуктыльского НГКМ

Наименование показателей	«Без проекта» (вариант 1)	«С проектом» (вариант 2)	Сравнение «с проектом» — «без проекта»
Горизонт расчетов	2010–2030	2010–2035	2010–2035
Выручка от реализации, млн руб.	49283,0	87451,9	38168,9



Наименование показателей	«Без проекта» (вариант 1)	«С проектом» (вариант 2)	Сравнение «с проектом» — «без проекта»
Эксплуатационные затраты, млн руб.	84405,8	129180,4	44774,6
Полные ликвидационные расходы, млн руб.	17264,0	17420,0	156,0
Полные ликвидационные расходы с учетом дисконтиро- вания, млн руб.	3188,6	2102,2	-1086,4
Чистая прибыль, млн руб.	-52425,9	-59187,7	-6761,8
Чистый доход, млн руб.	-44360,9	-47556,0	-3195,1
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	-8560,3	-7148,6	1411,7

Проведенные расчеты показали, что отсрочка финансирования основной доли ликвидационных расходов (15,5 млрд руб.) на более поздний срок (с 2030 года на 2035 год), позволяет предприятию временно использовать данные средства на другие цели и достичь за счет этого экономический эффект в размере порядка 1,1 млрд руб. (при ставке минимальной альтернативной доходности — 10%).

Общее сальдо между дисконтированной величиной убытков от доизвлечения остаточных трудноизвлекаемых УВ с помощью вторичных методов добычи и величиной дисконтированного дохода, образуемого за счет переноса ликвидационных расходов во времени на более поздний срок согласно расчетам, составляет 1,4 млрд руб. И только приближение во времени данной величины к нулю может рассматриваться, как сигнал о необходимости принятия решения о начале ликвидации месторождения.

В заключение следует отметить, что проблема продления срока жизни месторождений углеводородов актуальна для многих стран мира. Однако, благодаря проводимой в США политики инновационной поддержки средний показатель коэффициента извлечения нефти и срока эксплуатации месторождений значительно выше, нежели в России. В Великобритании создана система льгот, способствующих извлечению УВ на конечном этапе жизненного цикла их эксплуатации. В Норвегии стимулируется развитие фондоемких и инновационных производств в нефтегазовой отрасли. В России пока не созданы аналогичные условия, в том числе и в связи с отсутствием достаточной научной проработки данного вопроса. В этой связи проведенное исследование представляется крайне актуальным.



Внедрение высоковольтного преобразователя частоты в системе поддержания пластового давления

В. Е. Матвеева

ОАО «Самотлорнефтегаз»

Целью данного проекта является:

- экономия электроэнергии за счет оптимизации технологического процесса;
- повышение надежности работы насосного оборудования;
- сокращение числа пусков и остановок насосных агрегатов;
- исключение гидравлических ударов.

В настоящее время структуре энергопотребления поддержание пластового давления составляет около 28%.

Затраты на закачку по КНС-7 за год составляют порядка 102 миллионов рублей.

Под закачкой КНС-7 находится 60 скважин разной приемистости и удаленности от КНС. Существующее давление на водораспределительной гребенке составляет 135 кг/см².

Для осуществления технологического процесса на КНС-7 установлено следующее насосное оборудование: ЦНС-630х1700 с электродвигателем мощностью 4000 кВт, два ЦНС-500х1900 с электродвигателями мощностью 4000 кВт и один ЦНС-180х1422 мощностью 1250 кВт.

Существует несколько способов регулирования подачи рабочей жидкости: это дросселирование, байпасирование, применение регулируемых гидромуфт, а также применение преобразователей частоты.

В настоящее время используется метод дросселирования, однако анализ показывает, что он экономически неэффективен, так как большая часть напора расходуется на преодоление сопротивления штуцера (таблица 1).

Таблица 1

Существующие потери давления

Куст №	Давление на ВРГ КНС, кг/см ²	Давление до штуцера, кг/см ²	Давление за штуцером, кг/см ²	Потеря давления на сопротивление труб, кг/см ²	Давление оптимум на ВРГ КНС, кг/см ²	Потеря давления на выкиде, кг/см ²
К-414	135	121	81	40	121	14
К-252	135	121	81	40	121	14
К-1972	135	118	63	55	118	17
К-1981	135	118	72	46	118	17
К-2098	135	118	71	47	118	17
К-593	135	118	70	48	118	17
К-182	135	118	72	46	118	17
К-957	135	118	66	52	118	17
К-1981	135	118	67	51	118	17



Анализ состава оборудования, его характеристик, сравнение фактического гидравлического режима работы насосных агрегатов КНС с необходимым оптимальным гидравлическим режимом позволяет сделать вывод о его несовершенстве. В настоящее время среднее количество работающих агрегатов на КНС-7 завышено и составляет около 2,5, в связи с этим завышено и потребление мощности (рис. 1).

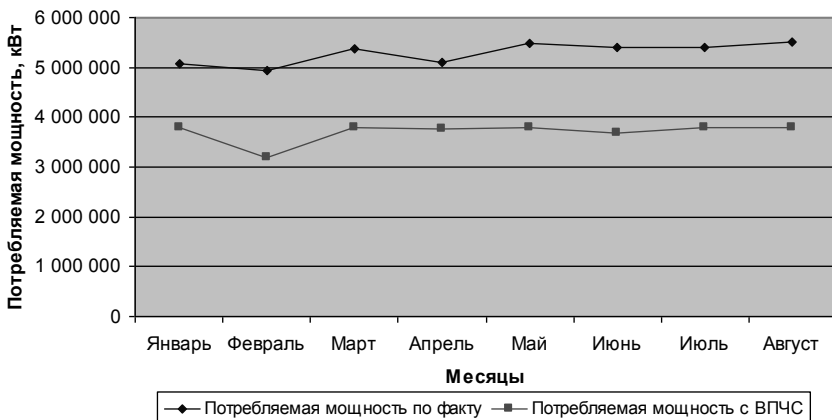


Рис. 1. Потребляемая мощность на КНС

Для оптимизации работы насосных агрегатов предлагается внедрить комплекс управления кустовой насосной станцией (КУ КНС) на базе высоковольтного преобразователя частоты (ВПЧ). Комплекс управления насосами КНС предназначен для повышения эффективности работы насосных агрегатов за счет регулирования их производительности путем изменения частоты тока высоковольтным преобразователем частоты.

В качестве основного элемента комплекса применен высоковольтный преобразователь частоты, в котором реализована технология широтно-импульсной модуляции выходного напряжения, в результате чего выходной ток практически не искажается.

Комплекс управления позволит обеспечить устойчивую работу двух насосных агрегатов при заданном давлении 120 кг/см².

Основные функции КУ КНС это:

- плавный пуск и остановка электродвигателей;
- управление производительностью насосных агрегатов в диапазоне от минимальных до максимальных значений;
- автоматический режим ввода и вывода насосных установок в работу;
- мониторинг состояния оборудования в режиме реального времени;
- дистанционный режим управления электродвигателем;
- предусмотрены дополнительные технологические защиты насосных установок;
- в аварийном режиме комплекс производит прямые пуски электродвигателя от сети в обход ВПЧ.



Схемой управления предусмотрено подключение одного ВПЧ к двум насосным агрегатам.

В качестве силовых ключей используются IGBT-транзисторы.

Существуют также и другие способы регулирования подачи рабочей жидкости, например, использование гидродинамических муфт.

Комплекс оборудования при использовании гидромуфты состоит из электродвигателя, насоса, непосредственно гидромуфты, маслостанции, радиатора охлаждения и выносного пульта АСУ.

Принцип действия гидродинамической муфты состоит в преобразовании механической энергии вращающегося вала в энергию потока жидкости, и затем энергии потока жидкости в энергию ведомого вала.

Однако, при использовании гидродинамической муфты имеется ряд существенных недостатков:

- диапазон регулирования при использовании гидромуфты составляет от 30 до 100%, при использовании же ВПЧ — диапазон регулирования от 0 до 100%;
- КПД агрегата при использовании гидромуфты составляет от 0,5 до 0,6 при использовании ВПЧ не менее 0,96;
- пусковые токи при использовании гидромуфты составляют от 4 до 6 номинальных при использовании ВПЧ от 0,8 до 1;
- при неисправности гидромуфты необходимо выводить агрегат в ремонт, при использовании ВПЧ предусмотрено включение электродвигателя по байпасной схеме;
- ВПЧ возможно использовать с группой электродвигателей, при использовании гидромуфты такой возможности нет;
- при использовании гидромуфты необходимо постоянное обслуживание и замена изнашивающихся деталей, в основном, резиновых уплотнений, КУ не содержит компонентов, требующих оперативного контроля.

Основные преимущества ВПЧ:

- экономия затрат на электроэнергию за счет оптимизации технологического процесса;
- повышение надежности работы насосного оборудования, снижение аварийности;
- установка и эксплуатация комплекса осуществляется без изменения существующих технологических схем;
- комплекс осуществляет плавный пуск и остановку электродвигателей;
- возможность поддержания технологических параметров в автоматическом режиме;
- исключение гидравлических ударов.

Экономия за счет внедрения ВПЧ составит порядка 19,6 МВт/год, что составляет около 32 миллионов рублей.

Затраты на внедрение проекта составляют порядка 99 миллионов рублей, срок окупаемости проекта невелик и составляет 3,5 года (рис. 2).

В области охраны труда и промышленной безопасности проект позволяет снизить выкидное давление, уменьшить вероятность порывов трубопроводов, тем самым уменьшить вероятность загрязнения окружающей среды.

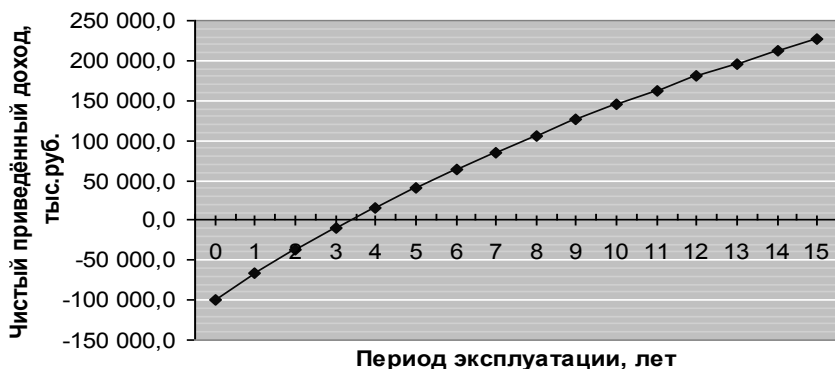


Рис. 2. Экономическая эффективность проекта

В заключении отмечу, что внедрение высоковольтного преобразователя частоты в системе поддержания пластового давления является наиболее эффективным и перспективным мероприятием, в результате которого возможно оптимизировать технологический процесс, тем самым снизив потребление электроэнергии, повысить надежность работы оборудования.

Энергоэффективность при использовании модернизированного электромеханического ротора с преобразователем частоты при бурении боковых стволов

Д. И. Мингазов

Губкинский филиал ООО «РН-Бурение»

При резке боковых стволов от привода ротора требуется плавное регулирование скорости вращения ротора на всем диапазоне, обеспечение требуемого момента (порядка 10 кН·м) на породоразрушающем инструменте и обеспечение повышенной скорости (60 об/мин и более) вращения ротора на «фрезе» при резке окна. Используемый привод ротора для мобильных буровых — гидравлический, управляемый отдельной гидростанцией с регулируемым электроприводом мощностью в 132 кВт на действующих кустовых площадках, мощность для мобильной буровой установки может оказаться ограниченной, что приведет к использованию дизельных электроустановок требуемой мощности. В работе рассматривается повышение энергоэффективности привода ротора при сохранении его основных технических характеристик за счет применения модернизированного частотно-регулируемого электропривода при бурении боковых стволов.

Гидравлический ротор создает крутящий момент за счет работы гидравлических насосов и пневмоклапанов, собранных в гидросистему, и регулирует скорость ротора изменением подачи гидронасосов. В 2009 году на базе ГФ ООО «РН-Бурение» в качестве альтернативы была предложена система электромеханического ротора. Была разработана кинематическая схема со-



единения приводного электродвигателя и исполнительного механизма, которая представлена на рис. 1. Пуск двигателя прямой, пусковой ток двигателя достигает величины 4–7 от номинального.

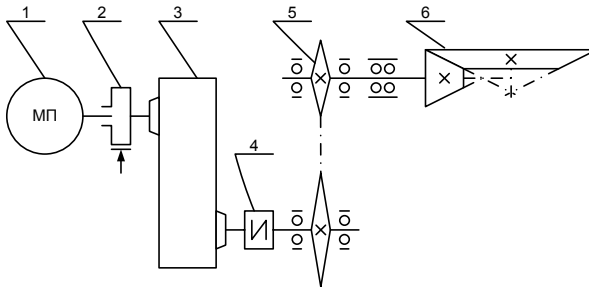


Рис. 1. Кинематическая схема электромеханического ротора: 1 — электродвигатель ($P = 30$ кВт, $n = 980$ об/мин, $\eta_{НОМ} = 0,91$); 2 — тормоз (ТКГ-300); 3 — редуктор ($U_{РЕД} = 20$, $U_{РЕД} \eta_{РЕД} = 0,94$); 4 — муфта ($\eta_{МУФ} = 0,99$); 5 — цепная передача ($U_{ЦП} = Z_2/Z_1$, где $Z_1 = 34$, $Z_2 = 18$, $\eta_{ЦП} = 0,95$); 6 — зубчатая (коническая) передача ротора ($U_{КПР} = 2,69$, $\eta_{КПР} = 0,97$)

Данный ротор используется на мобильной буровой установке (МБУ) «Cardwell» 210В. Принципиальная схема монтажа электромеханического ротора на МБУ «Cardwell» представлена на рис. 2.

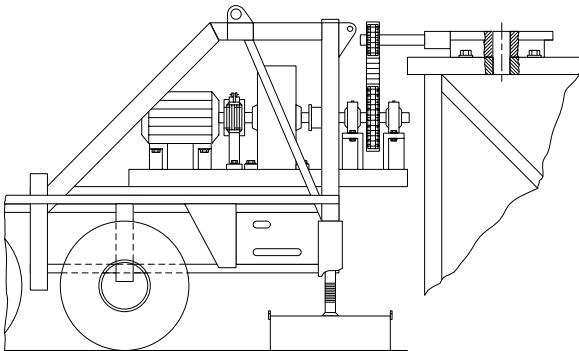


Рис. 2. Принципиальная схема монтажа электромеханического ротора на МБУ

Электропривод с тормозом, редуктором, муфтой и большой звездочкой цепной передачи монтируются на заднем основании МБУ и в процессе переездов перемещаются вместе с ней.

Сам же ротор с валом и малой звездочкой цепной передачи устанавливается на роторной площадке и монтируется/демонтируется при переездах вместе с роторной площадкой МБУ.

Зная передаточные числа и КПД каждого элемента механической передачи, можно произвести пересчет скорости и момента, создаваемые электрод-



вигателем в скорость и момент ротора. Для пересчета используются приведенные значения передаточного числа ($U_{\text{МЕХ}}$) и КПД ($\eta_{\text{МЕХ}}$) механизма:

$$U_{\text{МЕХ}} = U_{\text{РЕД}} \cdot U_{\text{ЦП}} \cdot U_{\text{КПР}}, \quad (3.1)$$

$$\eta_{\text{МЕХ}} = \eta_{\text{РЕД}} \cdot \eta_{\text{МУФ}} \cdot \eta_{\text{ЦП}} \cdot \eta_{\text{КПР}}, \quad (3.2)$$

$$n_{\text{РОТ}} = \frac{n_{\text{НОМ}}}{U_{\text{МЕХ}}}, \quad (3.3)$$

$$M_{\text{РОТ}} = M_{\text{НОМ}} \cdot U_{\text{МЕХ}} \cdot \eta_{\text{МЕХ}}, \quad (3.4)$$

$$M_{\text{НОМ}} = \frac{9,55 \cdot P_{\text{НОМ}}}{n_{\text{НОМ}} \eta_{\text{НОМ}}}, \quad (3.5)$$

где $n_{\text{НОМ}}$ — скорость вращения вала электродвигателя; $M_{\text{НОМ}}$ — номинальный момент электродвигателя; $P_{\text{НОМ}}$ — номинальная мощность электродвигателя; $\eta_{\text{НОМ}}$ — номинальный КПД электродвигателя;

Тогда используя 3.1 и 3.2, подставляя передаточные числа и КПД элементов механической передачи, рассчитываем передаточное число и КПД механизма: $U_{\text{МЕХ}} = 20 \cdot (18/34) \cdot 2,69 = 28,5$ и $\eta_{\text{МЕХ}} = 0,94 \cdot 0,99 \cdot 0,95 \cdot 0,97 = 0,87$.

Зная $U_{\text{МЕХ}}$, $\eta_{\text{МЕХ}}$ и используя формулы 3.3, 3.4 и 3.5, произведем пересчет в номинальные скорость ($n_{\text{РОТ}}$) и момент ротора ($M_{\text{РОТ}}$): $n_{\text{РОТ}} = \frac{980}{28,5} = 34,752$ об/мин;

$$M_{\text{НОМ}} = \frac{9,55 \times 30}{980 \times 0,91} = 0,321 \text{ кН}\cdot\text{м}; M_{\text{РОТ}} = 28,5 \cdot 0,87 \cdot 0,321 = 7,783 \text{ кН}\cdot\text{м}.$$

Полученные скорость и момент на роторе достаточны для роторного бурения, но невозможность регулирования скорости делает сложным процесс турбинного бурения, так как требуется малая скорость вращения для регулирования угла поворота бурильного инструмента. А при «вырезании окна» бокового ствола требуются повышенные (порядка 60 об/мин) обороты ротора, что не обеспечивается в данном исполнении ротора.

Учитывая невозможность регулирования оборотов и их недостаточность в некоторых режимах работы, было принято решение: заменить систему управления на регулируемую и увеличить мощность и скорость вращения электродвигателя ($P = 55$ кВт, $n = 1480$ об/мин.).

Используя формулы 3.3, 3.4 и 3.5, произведем пересчет:

$$n_{\text{РОТ}} = \frac{1480}{28,5} = 51,93 \text{ об/мин}; M_{\text{НОМ}} = \frac{9,55 \times 55}{1480 \times 0,91} = 0,394 \text{ кН}\cdot\text{м};$$

$M_{\text{РОТ}} = 28,5 \cdot 0,87 \cdot 0,394 = 9,553$ кН·м. Но для обеспечения скорости вращения 60 об/мин и более при зарезке окна будем использовать двузонное регулирование скорости. Зная, что до модернизации применялся асинхронный двигатель и, учитывая большое распространение частотно-регулируемых приводов, целесообразнее всего использование частотного регулирования.

При частотном регулировании, повышая частоту питающего напряжения двигателя до 70 Гц, получаем скорость вращения электродвигателя $n_{\text{ДВ.ПОВ}} = 2072$,

и, используя формулу 3.3., получаем: $n_{\text{РОТ.ПОВ}} = \frac{2072}{28,5} \approx 72$ об/мин.



Частота и напряжение выступают как два управляющих воздействия, которые принципиально могут регулироваться независимо друг от друга. Обычно за независимое воздействие принимается частота, а значение напряжения при данной частоте определяет вид механической характеристики, значения пускового и критического моментов. Такой способ регулирования скорости называется частотным, а характер согласования напряжения и частоты — законом частотного регулирования. Желаемый закон частотного регулирования определяется требованиями, предъявляемыми к приводу конкретной нагрузкой, на которую рассчитан электропривод.

В значительном большинстве случаев оптимальным законом регулирования считается такой, при котором во всем диапазоне регулирования скорости поддерживается постоянство перегрузочной способности двигателя, под которой понимают величину

$$\lambda = \frac{M_{\max \text{ доп}}}{M_H} . \tag{4.1}$$

Очевидно, что для каждого двигателя с номинальным моментом M_H это требование сводится к требованию поддержания постоянства критического момента (M_K) во всем диапазоне регулирования скорости изменением частоты.

Для поддержания постоянства критического момента при частотном регулировании надо менять напряжение на обмотках статора пропорционально частоте, обеспечивая закон регулирования при условии пренебрежения значением активного сопротивления статора

$$\frac{U}{\omega_0} = \text{const} . \tag{4.2}$$

В реальном двигателе активное сопротивление обмоток статора не равно нулю. Это приводит к тому, что при законе управления 4.2 независимость критического момента от частоты не обеспечивается.

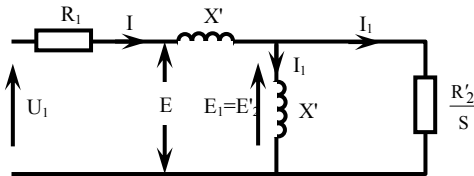


Рис. 3. Т-образная схема замещения асинхронного двигателя

Между тем, как видно по схеме замещения асинхронного двигателя (рисунок 3), приложенное напряжение U_1 и напряжение за активным сопротивлением E_a равны. Таким образом, в общем случае для поддержания постоянства перегрузочной способности двигателя при частотном регулировании необходимо выполнять закон частотного регулирования в виде:

$$\frac{E_a}{\omega_0} = \text{const} . \tag{4.3}$$

В тех случаях, когда есть необходимость путем увеличения частоты увеличивать скорость до значений, больших номинального, а повышение напряжения сверх номинального значения недопустимо, применяется двузонное регу-



лирование, при котором в первой зоне E_a меняется пропорционально частоте, а во второй — остается равным номинальному значению $E_a = 1$. Характеристика $E_a = f(\omega_0)$ для этого случая приведена на рис. 4а, а механические характеристики — на рис. 4б. Применение такого закона регулирования целесообразно в тех случаях, когда требуемый от двигателя момент уменьшается на верхних скоростях.

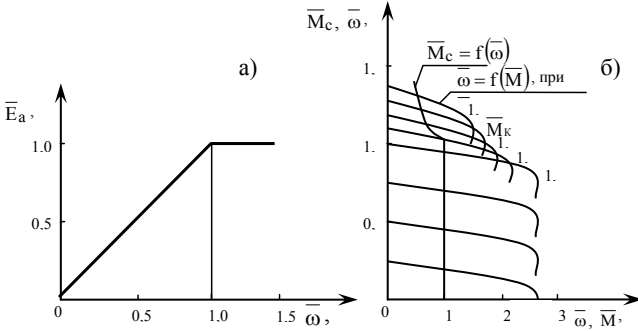


Рис. 4. Характеристики при двухзонном регулировании

Для практической реализации рассмотренного частотного управления была составлена структурная схема (рис. 5) управления электропривода ротора с использованием преобразователя частоты (ПЧ).

В данной схеме используется двухзвенный (выпрямитель и инвертор) ПЧ с промежуточным звеном постоянного тока и сглаживающим фильтром (Ф). Обратная связь для САР осуществляется по току и напряжению (I_{oc} , U_{oc}) через ДТ и ДН. Выходное напряжение на АИН с ШИМ формируется за счет задания U и f согласно выбранному закону регулирования.

Также в схеме используется УОМ для ограничения создаваемого момента на электродвигателе, за счет чего работает технологическая блокировка, предотвращающая появление момента, при котором может срываться соединительная резьба бурового инструмента

Проводя сравнения каждого из типов роторов (табл. б), видим, что при сравнимых технологических характеристиках, меньших массогабаритных показателях, меньшей мощ-

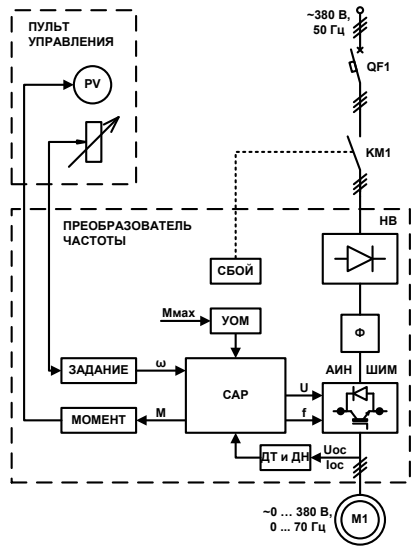


Рис. 5. Структурная схема электропривода ротора с использованием ПЧ: НВ — неуправляемый выпрямитель; Ф — фильтр звена постоянного тока; АИН — автономный инвертор напряжения; ШИМ — широтно-импульсная модуляция; УОМ — узел ограничения момента; САР — система автоматического регулирования; ДТ и ДН — датчики тока и напряжения



ности электрооборудования электромеханический ротор с ПЧ является более энергоэффективным при бурении боковых стволов.

Таблица 6

Основные технические характеристики используемых роторов

Параметр, характеристика	Гидроприводной ротор с гидростанцией УГ-2	Электромеханический ротор с ПЧ
Мощность электропривода, кВт	132	55
Напряжение питания, В	380	380
Диапазон регулирования, об/мин	500...1485	0...1776
Диапазон регулирования ротора, об/мин	0...58/100 ^{2*}	0...72
Номинальный момент на роторе, кН·м	11,77/5.88 [*]	9,553
Система контроля параметров	ИВЭ-50 (3 манометра)	Рассчитанные скорость и момент электродвигателя
Технологические параметры	Скорость и момент на роторе, давление в гидросистеме	Скорость и момент на роторе
Масса, кг	6800	300
Габариты: длина, м ширина, м высота, м	5,5 2,4 2,75	1,05 0,45 1,7

* Величина крутящего момента и частоты вращения зависит от схемы подключения гидроприводов ротора.

В марте 2010 года было произведено опытное внедрение и был посчитан экономический эффект в сравнении с гидроприводным. Эффект достигается за счет сокращения потребления электрической энергии, за счет уменьшения времени фактической работы (более чем на 50 часов, из-за работы гидростанции вхолостую) и меньшей мощности (в 2 раза) электропривода составляет — 36,3 тыс. рублей при бурении одного бокового ствола.

За первые 6 месяцев по статистике отказов (ремонтов) эксплуатации рассчитан экономический эффект от разности часов (в 1,5 раза) на ремонты (отказы), умноженный на часовую ставку бригады в режиме ожидания ремонта и составляет — 258,1 тыс. рублей.

При расчете срока окупаемости (табл. 7), учитываем, что затраты на внедренное оборудование (ПЧ) составляют 202,6 тыс. рублей



Таблица 7

Расчет срока окупаемости

Затраты на внедренное оборудования, тыс. руб.	202,6
Экономический эффект при сокращении времени ремонтов за год, тыс. руб.	258,1
Экономический эффект при сокращении энергопотребления за год, тыс. руб.	181,3
Суммарный экономический эффект от внедрения в год, тыс. руб.	439,5
Суммарные затраты при внедрении в год, тыс. руб.	202,6
Доход в год, тыс. руб.	236,8
Доход в месяц, тыс. руб.	19,7
Срок окупаемости, месяцев	10,3

Вывод

В процессе опытной эксплуатации модернизированный электромеханический ротор показал отличные показатели регулирования и в сравнении с гидроприводным ротором является более надежным (меньшее число ремонтов), энергоэффективным при работе в одинаковых диапазонах технологических параметров. А также, выигрывает по массогабаритным показателям.

Расчет экономического эффекта, проведенный в данной работе, показывает, что внедрение данного оборудования имеет не только технический эффект, но и экономический, срок окупаемости составляет 10 месяцев.

Снижение негативного воздействия на окружающую среду при проведении работ по креплению скважин

Ю. В. Михно

Филиал «Центр цементирования скважин» ООО «Газпромбурение»

Деятельность предприятия ООО «Газпром бурение» неразрывно связана с воздействием на окружающую среду во многих регионах России, где ведутся работы по строительству скважин. Если не принять меры по снижению негативного воздействия производственных процессов, строительство скважин будет оказывать существенное влияние на изменение окружающей природной среды. Кроме того, ведение работ по строительству скважин без снижения техногенного воздействия может привести к серьезным замечаниям со стороны природоохранных органов.

Перспективным направлением решения проблемы охраны окружающей среды при строительстве скважин являются предупреждение и минимизация загрязнения.

Любая производственная деятельность неизбежно влечет за собой загрязнение и нарушение природной среды. Процесс крепления скважин также оказывает негативное воздействие на природу.

Приоритетной задачей нашего филиала является качественное выпол-



нение работ по цементированию скважин с наименьшим воздействием на окружающую среду.

Одной из существенных природоохранных проблем при проведении работ нашего профиля является загрязнение цементным раствором и техническими жидкостями (техническая вода, раствор солей, буровой раствор) прилегающей территории при промывке насосов после закачки цементного раствора и перед нагнетанием продавочной жидкости в колонну.

Технология крепления скважин включает в себя несколько этапов:

1. Удаление из ствола остатков бурового раствора буферной жидкостью.
2. Закачка в колонну расчетного количества цемента.
3. Подача продавочной жидкости во внутритрубное пространство.

Рассмотрим подробно процесс закачки цемента в скважину.

Цементирование скважин осуществляется комплексом специального оборудования, которое располагается в соответствии с заранее разработанной схемой. В данной схеме самую важную роль играют цементировочные агрегаты (передвижные насосные установки), предназначенные для нагнетания тампонажного раствора и продавочной жидкости в скважину. При работе данного оборудования и происходит загрязнение кустовой площадки.

Рассмотрим работу передвижной насосной установки УНБ — 160*32 «У» при нагнетании цемента в скважину.

Перед пуском в ход установки по цементированию устье скважины соединяют разборным трубопроводом с нагнетательной линией насоса 9ТМ (рис 1).

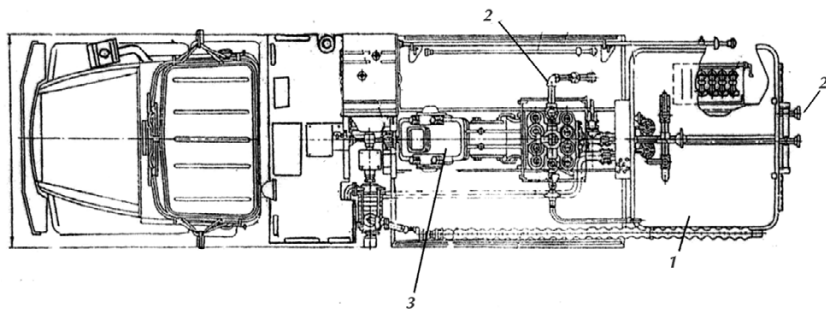


Рис. 1. Установка насосная передвижная УНБ-160*32«У»: 1 — бак мерный; 2 — нагнетательная линия; 3 — насос 9ТМ

Через шланг присоединяют приемную линию поршневого насоса и осреднительную емкость (рис. 2, 7, 8). Далее из осреднительной емкости насосом 9ТМ в скважину закачивается цементный раствор.

После закачки цементного раствора необходимо промыть насос от цемента. Для этого открывают кран на линию высокого давления, предварительно освободив ее от соединительных труб. Из мерного бака поступает вода, которая и промывает насос. Слив жидкости происходит на буровую площадку (рис. 4, схема 1).

Во избежание нарушений экологического законодательства затрачиваются колоссальные физические усилия для удаления данного загрязнения с буровой площадки.

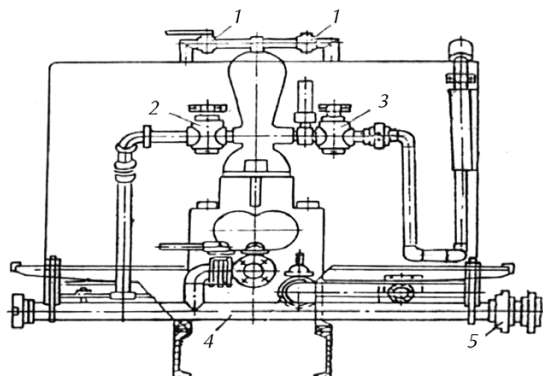


Рис. 2. Манifold установки: 1 — кран проходной наливной линии; 2 — кран высокого давления; 3 — кран высокого давления; 4 — приемная линия насоса 9ТМ; 5 — шланг приемной линии насоса 9ТМ

В связи с тем, что очищение территории от технической жидкости увеличивает трудоемкость процесса крепления скважин, а отрицательные температуры воздуха, преобладающие длительный период в районах Крайнего севера, затрудняют зачистку территории, на нашем предприятии разработаны мероприятия и технические решения, позволяющие промывать оборудование, не загрязняя прилегающую территорию.

Для этого необходимо направить промывочную техническую жидкость в осреднительную емкость, которая непосредственно участвует в процессе цементирования.

В ремонтной мастерской филиала был доработан manifold насосной установки, что позволило собирать технические растворы, ранее сбрасывающиеся на буровую площадку в осреднительную емкость (рис. 4 (схема 2) ...8).

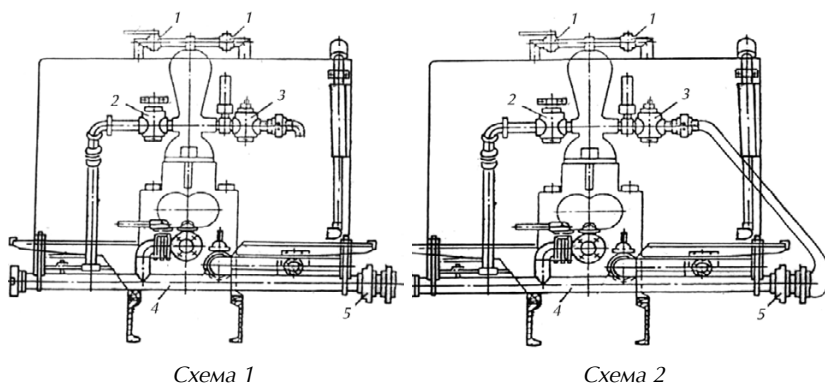


Рис. 4. Манifold установки при промывке насосов

Слив жидкости из осреднительной емкости происходит непосредственно в шламовый амбар.



Рис. 5



Рис. 6



Рис. 7



Рис. 8

После того, как насосные линии будут освобождены от цементного раствора, можно закачивать в обсадную колонну продавочную жидкость.

Таким образом, применение описанного метода уменьшает долю загрязнения, создаваемую при цементировании скважин, устраняет необходимость зачистки территории после цементации, тем самым снижает трудоемкость процесса, позволяет избежать предписаний и штрафных санкций, касающихся крепления скважин, со стороны природоохранных органов. Применение этого метода не требует больших финансовых затрат, так как патрубки можно изготовить в собственных ремонтно-механических мастерских.

Использование низконапорного природного газа Юрхаровского НГКМ в качестве сырья для установки по производству метанола (УПМ-12,5). Комплексная модернизация установки с увеличением производительности

А. Н. Настин

ООО «НОВАТЭК — ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»

Метанол является важным элементом в процессе добычи и транспортировки углеводородов. Он используется в качестве ингибитора гидратообразования. На Юрхаровском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) введено в эксплуатацию производство метанола.

Предлагается использовать низконапорный (до 2,5 МПа) углеводородный газ (природный газ низкого давления, попутный нефтяной газ и прочие) в качестве сырья для производства метанола. Это позволит отказаться от сжигания низконапорных газов на факеле или снизить расходы на компримирование низконапорного природного газа, а также снизить себестоимость производимого метанола (замена товарного осушенного природного газа).



В данном проекте представлен комплекс мероприятий для увеличения выработки метанола на установке по производству метанола УПМ-12,5. Такая необходимость возникла в связи с дефицитом метанола на предприятии в ближайшие годы. Внедрение предлагаемых технологических решений позволит увеличить выработку метанола на 8,8% от проектной и позволит полностью обеспечить предприятие метанолом собственной выработки.

Анализ работы установки показал, что есть возможность увеличить ее мощность. Это обусловлено тем, что не все стадии технологического процесса работают в оптимальном режиме максимальной производительности. Предлагается модернизировать «слабые» стадии.

Стадии, нуждающиеся в модернизации:

- система парообразования;
- реактор синтеза с теплообменником — рекуператором.

Модернизация включает в себя:

- замена змеевика — теплообменника У-4 блока теплоиспользующей аппаратуры;
- замена катализатора реактора синтеза метанола;
- установка дополнительного рекуперативного теплообменника реактора синтеза.

Модернизация установки позволит увеличить выработку метанола до 1700 кг/ч (13600 тонн в год).

1. Модернизация системы парообразования

Сырьем для производства метанола являются природный газ и водяной пар. Чтобы увеличить мощность установки, надо увеличить расход сырья. С природным газом естественно нет проблем на промысле. Проблема — нехватка водяного пара для технологии. Пар производится на самой установке за счет нагрева воды дымовыми газами печи в змеевике-теплообменнике У-4 и дальнейшем парообразовании в котле-утилизаторе. При эксплуатации установки выяснилось, что данный змеевик не может нагреть воду до необходимой температуры насыщенного пара, чтобы вырабатывать достаточное количество пара. Воду (97 °С) он нагревает до 166 °С, а необходимо 218 °С. Поэтому предлагается заменить этот змеевик на другой с большей поверхностью теплообмена. Тогда количество пара будет достаточным для увеличения мощности. Также при этом отпадает необходимость использования дополнительной котельной, соответственно снижается себестоимость метанола. Схема парообразования представлена на рис. 1.

2. Модернизация стадии синтеза метанола

Модернизация стадии синтеза будет состоять из двух частей:

- а) замена катализатора реактора синтеза метанола;
- б) установка дополнительного рекуперативного теплообменника.

Замена катализатора синтеза метанола

Модернизация реактора синтеза коснется замены загруженного катализатора. В настоящее время в реактор загружен отечественный катализа-

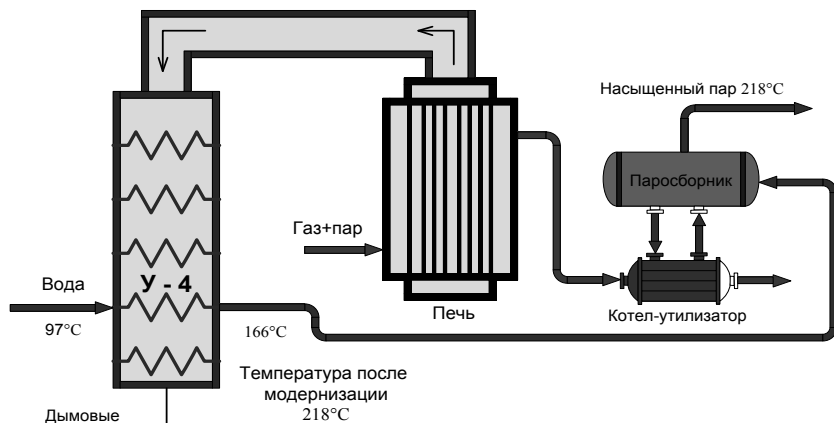


Рис. 1. Схема парообразования

тор СНМ-1. Данный катализатор был разработан еще в СССР в 60-х годах XX века, следовательно, сейчас считается морально устаревшим. Современные катализаторы значительно превосходят его по всем основным параметрам (активность, стабильность, селективность, срок службы). Предлагается во время плановой перезагрузки катализатора заменить катализатор СНМ-1 на современный иностранный катализатор KATALCOJm 51-8 фирмы «Johnson Matthey», которая является мировым лидером в разработке катализаторов производства метанола. Переход на современный катализатор приведет к увеличению выработки метанола до 1700 кг/ч, уменьшению образования побочных продуктов.

Установка дополнительного рекуперативного теплообменника

Вторая проблема на стадии синтеза — недостаточная поверхность теплообмена в теплообменнике — рекуператоре. Он подогревает сырье реактора синтеза метанола (синтез-газ) теплом продуктов самого же реактора синтеза. Температура синтез-газа на выходе из теплообменника 204 °С. Опыт работы установки показал, что данный теплообменник не обеспечивает нагрева синтез-газа до необходимой температуры 240 °С. В результате приходится дополнительно нагревать синтез-газ в змеевике У-5 теплом дымовых газов. Но даже это не позволяет вести оптимальный температурный режим синтеза метанола. В итоге приходится байпасировать часть синтез-газа мимо реактора синтеза, тем самым уменьшается выработка метанола. Предлагается установить дополнительный теплообменник после существующего. Это позволит нагреть синтез-газ до необходимой температуры и исключить байпасирование. Как следствие, процесс синтеза метанола можно вести в стабильном автотермичном режиме. А это, в свою очередь, приведет к увеличению выработки метанола. Наряду с этим, установка дополнительного теплообменника позволит решить еще одну технологическую проблему. В летнее время аппараты воздушного охлаждения (АВО) не могут охладить продукты реакции синтеза метанола до необходимой



температуры конденсации жидкости. В результате приходится снижать нагрузку установки, что приводит к уменьшению выработки метанола до 1570 кг/ч. Установка дополнительного рекуперативного теплообменника позволит снизить температуру продуктов реакции на входе в АВО, соответственно, можно работать летом без потери выработки метанола.

Схема стадии синтеза метанола после модернизации представлена на рис. 2.

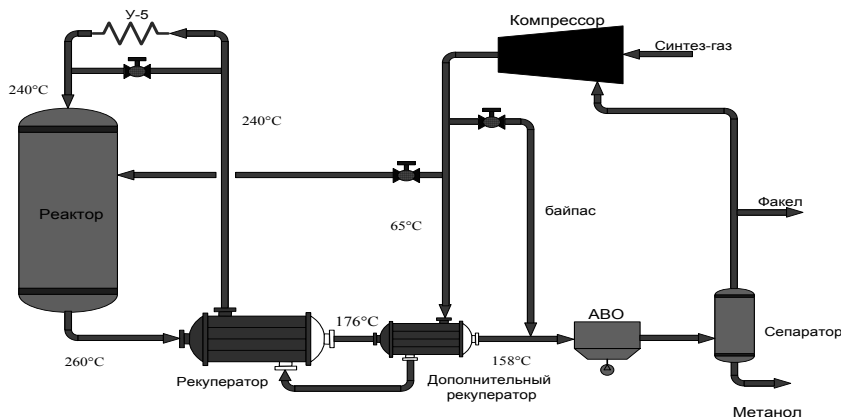


Рис. 2. Принципиальная схема синтеза метанола после модернизации

Проведен анализ экономической эффективности использования низконапорного природного газа Юрхаровского НГКМ в качестве сырья метанольной установки и её комплексной модернизации с целью увеличения выработки метанола. Результаты анализа представлены в табл. 1.

Таблица 1

Анализ экономической эффективности внедрения проекта

Показатели	Значение
Расчетный срок	10 лет
Стоимость метанола	12 000 рублей
Увеличение выработки метанола	на 700 тонн в год
Капитальные затраты на модернизацию	6 600 000 рублей
Чистый дисконтированный доход (NPV)	26 575 000 рублей
Внутренняя норма рентабельности	87,1%
Ежегодная амортизация	528 000 рублей
Простой срок окупаемости	2 года 2 месяца
Дисконтированный срок окупаемости	2 года 3 месяца



3. Использование водородсодержащего газа производства метанола в качестве топливного газа для горизонтальной факельной установки

Одним из предлагаемых мероприятий комплексной модернизации является оптимизация производства путем использования продувочного газа производства метанола (водородсодержащий газ) взамен товарного осушенного природного газа на горизонтальных факельных установках ГФУ (сжигание производственных стоков). Это приведет к значительной экономии природного газа и снижению экологических рисков. Бытовые и производственные стоки газоконденсатного промысла утилизируются на горизонтальных факельных установках (ГФУ) путем сжигания. Горелочные устройства, расположенные на ГФУ, в качестве топлива используют природный газ. Расход природного газа на горелки составляет более 100000 м³ в сутки. При сжигании природного газа образуются вредные вещества, выбрасываемые в атмосферу (СО, СО₂, окислы азота). Существует решение этих проблем. На установке по производству метанола, на стадии синтеза осуществляется постоянная продувка водородсодержащего газа (ВСГ) в факельный коллектор. Этот газ, в основном, состоит из водорода (~75% об.) и метана (~17% об.). Общий расход водородсодержащего газа с УПМ-12,5 и УПМ-40 на вертикальный факел составляет 146400 м³ в сутки. Водород — горючий газ с температурой горения до 2500 °С (температура горения метана 1950 °С), используемый в разных отраслях в качестве топлива. Предлагается использовать водородсодержащий газ производства метанола в качестве топлива для ГФУ. Результатом внедрения проекта будет экономия природного газа с дальнейшей его реализацией потребителю; снижение выбросов вредных веществ, так как при горении водорода образуется вода: $2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$.

Проведен анализ экономической эффективности использования продувочного газа метанольного производства в качестве топлива для ГФУ.

Результаты анализа:

- экономия природного газа — 36,5 миллиона м³/год;
- капитальные затраты — 2 миллиона рублей;
- чистый дисконтированный доход (NPV) — 113482 тыс. рублей;
- дисконтированный индекс рентабельности — 70;
- дисконтированный срок окупаемости — 10 месяцев;
- расчетный срок — 10 лет.

Данный проект еще имеет ценность и потому, что технологические решения, которые здесь представлены, должны быть учтены в будущем, уже на стадии проектирования новых подобных установках для предприятий.

Проект позволяет рационально использовать низконапорный природный газ Юрхаровского НГКМ для снижения затрат на его компримирование и уменьшения вредных выбросов в атмосферу. Технологические решения, которые предлагаются в данном проекте, позволяют увеличить мощность установки по производству метанола УПМ-12,5 до 13,6 тыс. тонн метанола в год (1700 кг/ч), это выше проектной мощности на 8,8%. Проект является высоко-рентабельным, поэтому необходимо внедрить его в производство.



Развитие системы внутреннего корпоративного обучения

Н. Ю. Ненилина

ОАО «Томскнефть» ВНК

Одной из целей ОАО «Томскнефть» ВНК является формирование высокоэффективной, профессиональной команды, которая ставит перед управлением развитием персонала задачу качественного и своевременного обучения специалистов под потребности Общества.

В последние годы в условиях финансовой нестабильности приходится сокращать инвестиции в обучение персонала, в связи с чем возникает необходимость поиска малобюджетных форм обучения.

В проекте представлена одна из таких форм — внутрикорпоративное обучение, а, именно, обучение персонала силами внутренних тренеров.

Обучение персонала в ОАО «Томскнефть» ВНК состоит из управленческого и профессионально — технического обучения.

В проекте идет речь об управленческом обучении, которое включает:

- развитие кадрового резерва (КР);
- управленческое обучение целевых групп (топ-менеджеры, линейные менеджеры, специалисты, молодые специалисты).

Развитие КР формируется по результатам оценки кандидатов в КР. За 2008–2009 год было оценено 256 человек. В 2010 году планируется оценить 416 сотрудников. По результатам оценки каждому сотруднику рекомендуется 1–2 тренинга для развития каких-либо компетенций.

Работа по развитию МС начинается в год приема, на протяжении трех лет МС проходят 6 управленческих тренингов в рамках проекта «Школа МС».

Модульный курс «Подготовка линейных менеджеров» включает в себя 4 управленческих модуля.

Также периодически возникает потребность в управленческой подготовке наставников, коллективов подразделений, а также сотрудников, участвующих в конкурсах и конференциях.

На основании вышеперечисленного складывается общая потребность в управленческом обучении:

Таблица 1

Потребность в управленческом обучении

	Ед. изм.	2010	2011	2012
Потребность в обучении	чел.	909	1090	895
Средняя стоимость обучения 1 сотрудника у внешнего провайдера	тыс. р.	15	16,5	18
Расчетные затраты	тыс. р.	13 635	17 985	16 110
Средства в Бизнес-плане Общества	тыс. р.	6 710,7	7 046,2	7 292,8
Недостаток средств	тыс. р.	6 924,3	10 938,8	8 817,2

Недостаток средств на управленческое обучение влияет на своевременность и даже — на качество подготовки, и, соответственно, влечет за собой необходимость внедрения малобюджетных форм обучения.



Проведя сравнительный анализ нескольких малобюджетных форм (самообучение, дистанционное обучение и др.), предлагается решить проблему за счет внедрения внутреннего корпоративного обучения.

План по внедрению проекта:

1. Разработка или закупка базовых программ тренингов.
2. Определение количества тренеров.
3. Подбор тренеров.
4. Повышение квалификации тренеров.
5. Формирование графика обучения и его реализация.
6. Оценка эффективности тренингов и их актуализация.

В соответствии с потребностью в управленческом обучении ОАО «Томскнефть» ВНК необходимо 9 базовых тренингов. Поскольку самостоятельная разработка тренингов достаточно длительный процесс (9–10 месяцев), в 2009 году в ОАО «Томскнефть» ВНК было принято решение о закупке тренингов и последующей адаптации их под свою специфику.

На проведение одного тренинга необходима одна рабочая неделя. Учитывая время на отпуск, повышение квалификации и праздничные дни, один тренер может провести 40 тренингов в год. Для закрытия потребности в управленческом обучении ОАО «Томскнефть» ВНК на ближайшие годы необходимо как минимум два тренера.

Экономическая целесообразность проекта

Таблица 2

Расчет экономической эффективности проекта, ед. изм. — тыс. руб.

Затраты	2009–2010	2011	2012
Заработная плата	840	873,6	908,5
Закупка программ	972	0	0
Повышение квалификации	80	80	80
Итого затраты по проекту	1892	953,5	988,5
Расчетные затраты по внешним провайдерам	13635	17985	16110
Экономический эффект	11743	17031,5	15121,5

Выводы

Система внутреннего корпоративного обучения целесообразна. Актуальность проекта заключается в необходимости сокращения инвестиций в развитие персонала при сохранении качества обучения.

Практическая значимость для компании — развитие КР и повышение навыков управления, трансляция корпоративной культуры. При этом проект экономически выгоден, на примере системы обучения персонала ОАО «Томскнефть» ВНК эффект составит 11 743 тыс. рублей за 2010 год.



Оптимизация режима работы газотурбинных двигателей ГПА как способ продления их ресурса и повышения энергетической эффективности КС

С. А. Паросоченко

Ставропольское УПХГ ООО «Газпром ПХГ»

Целью работы является рассмотрение возможностей увеличения межремонтного периода газотурбинных двигателей, а также повышения энергетической эффективности компрессорной станции (КС) за счет оптимизации режима работы на основе анализа параметров работы газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и опыта их эксплуатации в Ставропольском управлении ПХГ за 2008–2009 годы.

Филиал ООО «Газпром ПХГ» Ставропольское управление подземного хранения газа эксплуатирует Северо-Ставропольское подземное хранилище газа (ПХГ), в состав обустройства которого входит Рождественская компрессорная станция. Основная задача компрессорной станции — подготовка и закачка газа в горизонт Зеленая свита подземного хранилища газа в весенне-осенний период и подготовка к транспортировке газа по магистральному газопроводу в период отбора. Закачка газа осуществляется двухступенчатым компримированием. Для этого на станции установлены 8 газоперекачивающих агрегатов типа ГПА-Ц-8 Б номинальной мощностью 8 МВт с газотурбинными двигателями (ГТД) НК-14 СТ общей мощностью 64 МВт (3 на первой и 5 на второй ступенях), а также 8 поршневых газомотокомпрессоров типа МК-8 М на второй ступени сжатия общей мощностью 16,48 МВт. Обычные режимы работы станции: «в один поток» — схема работы по ступеням 1×2 агрегата, или «в два потока» — 2Ч4 с плавным регулированием поршневыми газомотокомпрессорами типа МК-8 М на второй ступени сжатия. В качестве топлива используется природный газ — метан.

Сезон закачки длится от 15 апреля до 15 октября. В течение этого периода необходимо произвести закачку запланированного объема газа. Таким образом, работа газоперекачивающих агрегатов приходится на летний период, характеризующийся высокой температурой окружающего воздуха (особенно в южных регионах). Эффективность работы компрессорного оборудования снижается при высокой температуре окружающего воздуха. Работа газотурбинных двигателей при температуре воздуха до $+35 \dots +40^\circ \text{C}$ на входе в двигатель (номинальное значение $+15^\circ \text{C}$) приводит к снижению мощности (рис. 1). С апреля по октябрь 2008 года перерасход топливного газа по Рождественской ГКС составил 6,3 млн м^3 газа (11,7 млн рублей).

Увеличение температуры делает воздух более разреженным при том же давлении. При этом в единице объема смеси уменьшается массовое содер-



Рис. 1. График зависимости мощности N от температуры окружающего воздуха



жание кислорода. Таким образом, при увеличении температуры воздух снижает свои окислительные свойства. Смесь становится излишне обогащённой, то есть происходит уход из оптимального режима сжигания топлива. В результате снижается мощность и производительность.

Для сохранения устойчивой работы и поддержания необходимой мощности двигателя происходит увеличение подачи топливного газа. При этом возрастает частота вращения ротора. В таких условиях устойчивая работа двигателя достигается только в верхней части установленного диапазона частоты вращения вала двигателя, и достигается это перерасходом топливного газа. Увеличение оборотов ротора приводит к увеличению подачи воздуха осевым компрессором, однако, смесь по-прежнему остается обеднённой на кислород. Увеличение скорости подачи компонентов смеси в камеру сгорания приводит, во-первых, к увеличению температуры в камере сгорания, во-вторых — к смещению фронта горения по потоку к выходу камеры сгорания, к лопаткам силовой турбины и соплового аппарата. Такое перераспределение поля температур вызывает увеличение температурной нагрузки на лопатки силовой турбины и сопловых аппаратов, и, соответственно, перегрев лопаток. Продолжительная работа в таких условиях приводит к возникновению и развитию трещин в камере сгорания, оплавлению и обгоранию рабочих лопаток силовой турбины и сопловых аппаратов, в результате чего происходит снижение ресурса двигателя.

По результатам работы компрессорной станции в сезон закачки газа 2008 года была получена низкая наработка на отказ двигателей (3633 часа при общей наработке 21799 часов). Причиной этого явились два отказа двигателя за сезон закачки 2008 года. Кроме того, работа в таких условиях сопровождается значительным увеличением расхода топливного газа.

Влиять на температуру окружающего воздуха с целью её снижения на входе осевого компрессора двигателя в настоящее время не представляется возможным (без дополнительного дорогостоящего оборудования). Оптимизация работы двигателя в данном случае предполагает под собой перераспределение объемов закачки газа в ПХГ таким образом, чтобы наибольшие объемы приходились на начало и конец сезона закачки (когда температура воздуха ниже), а в июле — августе загрузка станции была минимальной. Это позволяет работать при более низкой частоте вращения ротора — снижается расход топливного газа, а элементы двигателя работают в более щадящем режиме, увеличивается межремонтный период.

Режим закачки газа в ПХГ во многом определяется режимом работы газотранспортной системы и поэтому не всегда удается организовать работу станции в режиме наиболее оптимальном с точки зрения энергетической эффективности работы оборудования. Сезон закачки газа в 2009 году характеризовался относительно небольшим плановым объемом, что позволило осуществить оптимизацию режима работы.

Если в 2008 году удельный расход топливного газа на работу ГПА составлял $14,91 \text{ м}^3/1000 \text{ м}^3$ закачиваемого газа, то по результатам закачки 2009 года он составил $13,11 \text{ м}^3/1000 \text{ м}^3$, то есть снизился на 12%. Это означает снижение себестоимости хранения газа каждой тысячи кубометров в зеленой свите на 4,91 руб. Таким образом, за 2009 год фактически полученная экономия от снижения расхода топливного газа составила 11,65 млрд руб.



В этом (2010 году) планируется закачать в Зеленую свиту 2,917 млрд м³ газа. Если в результате оптимизации (перераспределения) объемов закачки газа в течение сезона удастся добиться результатов 2009 года, то вполне можно рассчитывать на экономию топливного газа ГПА в объеме 5,25 млн м³ (или 14,332 млн руб).

В табл. 1 приведен расчет экономической эффективности от экономии топливного газа в результате оптимизации режима работы двигателей ГПА — фактически полученной в 2009 году и ожидаемой в 2010 году по сравнению с 2008 годом, принятым за базовый.

Таблица 1
Расчет экономической эффективности от экономии ТГ

Наименование показателя	2008 (базовый)	2009 (факт)	2010 (план)
Объем закачанного газа, млрд м ³	3,836	2,37	2,917
Расход ТГ, млн.м ³	57,212	31,215	—
Удельный расход ТГ, м ³ /1000 м ³	14,91	13,11	—
Снижение расхода ТГ, м ³ /1000 м ³ (% по сравнению с 2008 годом)	—	1,8 (12%)	—
Экономия ТГ, млн м ³	—	4,267	5,25
Стоимость газа на СТН, руб/1000 м ³ *	—	2730	2730
Экономическая эффективность, млн руб.	—	11,65	14,332

Примечание. Расчет экономической эффективности произведен с использованием цены 2,73 руб/м³ (2730 руб/1000 м³) — стоимость природного газа для потребителей Ставропольского края с 01.01.2010 г. согласно Приказу № 440-э/2 от 18 декабря 2009 г. Федеральной службы по тарифам «Об оптовых ценах на газ, добываемый ОАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям Российской Федерации».

Отказов двигателей в 2009 году по станции не было — наработка на отказ увеличилась в 4 раза по сравнению с 2008 годом. Экономический эффект от продления ресурса двигателей (продления межремонтного периода) может быть выражен через снижение затрат на капитальный ремонт. Для оценки экономической эффективности продления ресурса двигателей нами был проведен анализ статистических данных об отказах двигателей НК-14 СТ за 10 лет (1998–2008 гг). Распределение частоты отказов от наработки представлено на рис. 2.

В результате анализа выяснилось, что в среднем межремонтный ресурс двигателя составляет 10,7 тыс. часов, что в 2,3 раза меньше нормативного межремонтного ресурса (25 тыс. часов). Капитальный ремонт двигателя проводится на заводе-изготовителе, стоимость ремонта составляет около 35 млн руб. Расчет экономического эффекта по показателям 2009 года (исходя из условия достижения нормативной наработки на отказ) приведен в табл. 2.

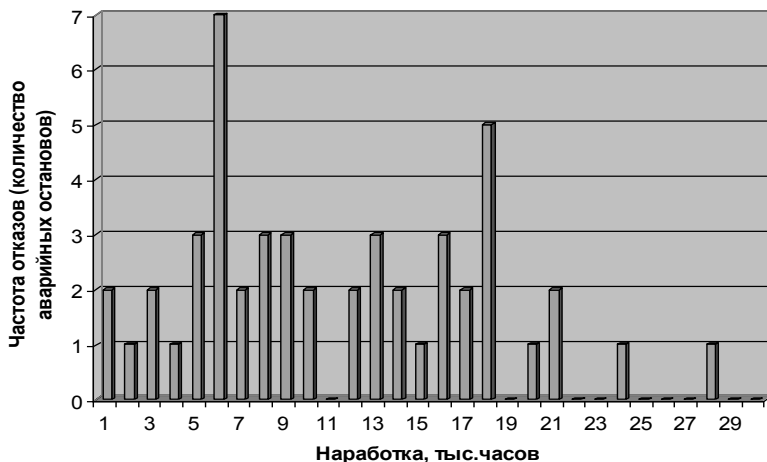


Рис. 2. Распределение количества отказов двигателей НК-14 СТ от наработки

Таблица 2

Оценка экономической эффективности от увеличения ресурса двигателей

Показатель	Единицы измерения	Значение
Нормативная наработка двигателя	тыс. часов	25
Средняя фактическая наработка двигателя	тыс. часов	10,7
Наработка по станции за 2009 год	тыс. часов	13,571
Стоимость капитального ремонта двигателя НК-14 СТ	млн руб	35
Снижение затрат на капитальный ремонт	млн руб./год	25,375

Суммарная экономия для объемов закачки и наработки 2009 года составит $11,65 + 25,375 = 37,025$ млн руб.

Кроме получения экономической выгоды предложенное мероприятие позволяет получить и экологический эффект. Как показывает опыт, энергосбережение всегда тесно связано с экологией. Также и на этот раз: больший расход топливного газа — больший объем выбросов продуктов горения; чем выше температура в камере сгорания двигателя, тем выше тепловые выбросы в атмосферу, в составе выбросов выше концентрация вредных веществ, в частности, оксидов азота NO_x , поскольку с повышением температуры повышается химическая активность достаточно инертного в обычных условиях азота.

Оптимизация работы газотурбинных двигателей позволяет получить значительную экономию расходов не только на капитальный ремонт двигателей, но и на топливный газ без каких-либо дополнительных затрат и финансовых вложений. Это особенно важно в настоящее время, когда идет повсеместное сокращение финансирования, в том числе и инвестиционных проектов,



вызванное кризисным состоянием экономики. Таким образом, получается, что оптимизация режима работы — это единственное реальное направление, в котором уже сейчас можно действовать, не дожидаясь какой-либо модернизации или замены существующего оборудования на более современное и энергоэффективное. А потенциал экономии существенный, и полученный положительный опыт работы об этом свидетельствует однозначно.

Способы, методы и устройства, используемые при ликвидации нефтегазового фонтана на скважине 5320 Капитоновского месторождения

В. А. Петин

*ОАО «Газпром» ООО «Газпром газобезопасность»
Филиал — Оренбургская ВЧ*

Открытые фонтаны, являясь наиболее тяжелыми и опасными авариями в газовой и нефтяной промышленности, требуют для ликвидации больших материальных затрат, существенно осложняют деятельность буровых и газодобывающих предприятий, а также создают колоссальный экологический ущерб на прилегающих территориях объектов топливно-энергетического комплекса.

Эффективность ведения аварийных работ зависит от степени оснащения военизированных частей нестандартизированным оборудованием (устройствами, специальными приспособлениями, средствами защиты и т. д.), а также возможности оперативного дооснащения его узлами, элементами, позволяющим достигнуть основную цель — ликвидацию аварии с минимизацией времени пребывания человека в опасной зоне.

На скважине 5320 Капитоновского месторождения в районе с. Верхняя Платовка в феврале 2010 г произошла разгерметизация устья эксплуатационной скважины, приведшая к возгоранию струи и открытому горящему фонтану.

Только по прошествии нескольких дней перед Филиалом — Оренбургской военизированной части (ВЧ) ООО «Газпром газобезопасность» была поставлена *цель* — ликвидация горящего нефтегазового фонтана.

После обследования реального состояния скважины оперативной группой ВЧ было выявлено, что устьевое оборудование имеет интенсивные пропуски горящего флюида через задвижки фонтанной арматуры (ФА) и соединения боковых отводов трубной головки (ТГ).

Материалы разведки и дополнительный углубленный анализ геолого-технических данных аварийной скважины позволили выработать единственно верную последовательность проведения работ по ликвидации аварии. В расчет принималась доктрина создания безопасных условий работы в опасной зоне с одновременной минимизацией экологического ущерба для окружающей среды.

Учитывались следующие негативные факторы, влияющие на сложность проведения работ по ликвидации:

1) Нахождение устьевого оборудования скважины в течение длительного времени в очаге горения распыленной нефтегазовой смеси в пламени, достигающем высоты 50 м и имеющем окружный радиус 15–20 м, и отсутствие



подходов к устью лишало возможность задавки скважины через имеющееся прогоревшее оборудование и при текущем состоянии очага горения.

2) Способ освобождения устья от поврежденного оборудования артиллерийским отстрелом не даст положительного результата, так как прогоревшее оборудование устья скважины создаст дополнительные проблемы за счет непрогнозируемого места его расчленения, возможного его срыва и повреждения обсадных колонн аварийной скважины.

3) Тушение пламени создаст неконтролируемую взрывопожароопасную ситуацию за счет распыления нефтяной среды энергией пласта, скапливания на земной поверхности и непрогнозируемого самопроизвольного возгорания. А также нанесет вред окружающей среде и почвогрунту на прилегающей к аварийному объекту посевных площадях за счет просачивания в чернозем нефтяного флюида.

4) Отсутствие обустроенного котлована вокруг устья для сбора воды и несгоревшего флюида ограничивало возможность создания средствами противопожарных подразделений так называемой «водяной атаки», а обеспечивалось лишь 20÷30 минутное орошение силами пожарных автомобилей.

5) Высокая температура от горения факела в зимний период создала условия для оттаивания почвогрунтов в радиусе 50 метров от скважины, что вызвало затруднения для перемещения специальной техники, применяемой для выполнения определенных операций на устье скважины (размещение компоновок и нефтеотводящих устройств непосредственно на устье).

Аварийное состояние скважины показано на фото 1.

Анализ указанных факторов определил последовательность проведения следующих этапов:

Первый этап — расчистка устья скважины и создание условий для работы оперативной группы установкой пламяотводящих приспособлений.

Второй этап предполагал создание компактной горящей нефтегазовой струи.



Фото 1

Для этого планировалось демонтировать элементы фонтанной арматуры и колонной головки, создать условия для сброса лифтовой колонны и изменения гидравлической характеристики движения пластового флюида по стволу скважины.

Достижение целей указанных этапов достигалось применением следующего оборудования:

- специальная дистанционная экзотермическая резка;
- захваты, металлические стрелы для растаскивания демонтированного устьевого оборудования.

На третьем этапе предусматривалось смонтировать гидроприводное устройство с оснасткой для демонтажа с устья горящей



скважины прогоревшей ТГ на базовом фланце устьевого оборудования, оперативно смонтировать (навести) тем же гидравлическим устройством запорно-устьевой сборки (ЗУС) с последующим глушением скважины способом «задавки скважины в лоб» жидкостью глушения необходимого объемом.

Основным устройством для ликвидации аварии являлось уникальное, в своем роде, техническое устройство, имеющее патент на изобретение — координатный гидронатаскиватель, выполнивший операции третьего этапа работ, оперативное завершение которого было отложено по объективным причинам.

Преимуществом координатного гидронатаскивателя является крепление к устью скважины, что обеспечивает точность совмещения координат.

Фотография координатного гидронатаскивателя перед демонтажом ТГ показана на фото 2.

После демонтажа с устья прогоревшей ТГ было выявлено «проседание» в клиновом трубодержателе эксплуатационной колонны $\varnothing 146$ мм и деформированное состояние её оголовка.

Для обеспечения выполнения завершающего этапа — соединения с эксплуатационной колонной и получения возможности входа в нее, были изготовлены специальные оправки (рис. 1), работа которыми позволили получить необходимый проход для последующего наведения ЗУС с устьевым пакером проходом 100 мм.

При этом были разработаны и испытаны нестандартные элементы устьевой сборки, позволяющие при одновременном наведении сразу решить вопросы текущего состояния скважины:

1) Соединиться с эксплуатационной колонной $\varnothing 146$ мм с обеспечением герметичности в узле соединения специальным пакерующим устройством.

2) Навести ЗУС на фланец промежуточной катушки КГ с созданием герметичности по первичному уплотнению и фланцевому разъему сопрягающихся элементов устьевого оборудования.

Схема наведения ЗУС в комплекте с ТГ оснащенной герметизирующим узлом представлена на рис. 2.



Фото 2

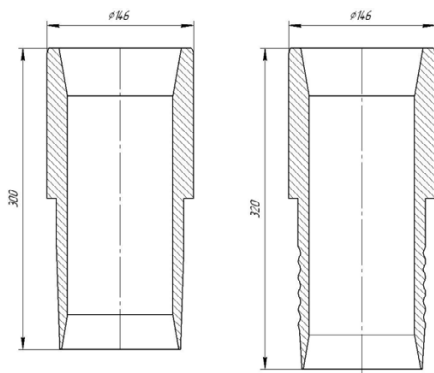


Рис. 1

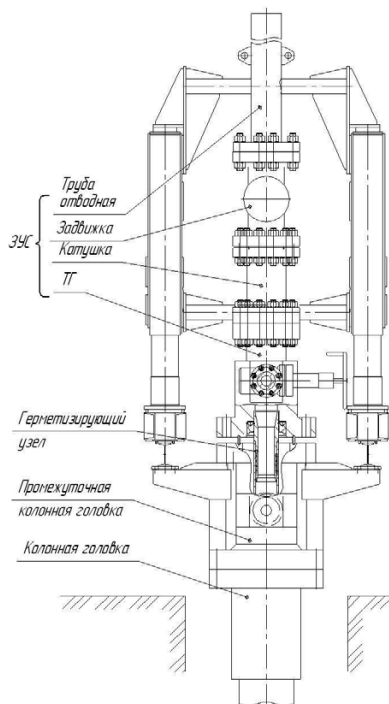


Рис. 2



Фото 3

Данная компоновка была успешно наведена с первой попытки (фото 3), открытый фонтан был ликвидирован, скважина заглушена жидкостью глушения.

Аналогом проведения подобных работ, в отечественной практике, является применение тросовой оснастки для наведения ЗУС с помощью подающего крана и ходового тягового устройства, обеспечивающего прижатие ЗУС выбором длины троса.

При этом ЗУС, пакерующие устройства, а также тяговые механизмы (стрела крана) подвергаются длительному воздействию высокой температуры от горящего фонтана.

Определить экономический эффект не представляется возможным, так как нельзя оценить повышение уровня безопасности персонала, проводящих указанные работы. Применение тросовой оснастки подразумевает сложную работу нескольких опытных исполнителей одновременно. В представленной концепции применяются гидравлический инструментальный (исполнительные механизмы), управляемый с одного пульта управления одним оператором, имеющим категорию ответственного исполнителя работ.

Применение устройств и методов их использования возможно специализированными предприятиями (военнооборуженными частями) при капитальном ремонте скважины (КРС) без применения подъемника для спускоподъемных операций при традиционном методе ремонта, а также при ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов на нефтяных и газовых скважинах.



Комплексная очистка вентиляционных выбросов от газовых и аэрозольных составляющих в блоке очистки бурового раствора

А. Е. Поздняков

Усинский филиал ООО «Буровая компания «Евразия»

Современные технологии не стоят на месте и постоянно развиваются: разрабатывается новое оборудование и технологии. Буровые растворы становятся более сложными, в них применяется больше опасных компонентов, появилось много разработок растворов на углеводородной основе. Испарения от бурового раствора очень негативно сказываются на здоровье людей, поэтому актуальным является задача оградить людей, задействованных в производственных процессах на буровой, от воздействия вредных веществ, а также защитить окружающую среду. Для этого необходимо обратить особое внимание на очистку воздуха в помещениях блока очистки бурового раствора и насосного блока, так как в этих помещениях должны постоянно находиться и работать люди.

Данная работа включает разработку комплексных мероприятий, связанных с удалением вредных веществ из воздуха рабочей зоны, очистку от вредных примесей и созданием условий по рециркуляции воздуха обратно в помещение. Создание рециркуляции позволит улучшить параметры микроклимата в помещении за счет ограничения поступления наружного (охлажденного) воздуха, что особо актуально при работах в суровых климатических условиях. В результате по данной схеме была разработана установка по очистке воздуха рабочей зоны от аэрозольных и газовых загрязнений. Ее преимущества перед другими системами очистки: малая длина воздуховодов, малое гидросопротивление системы, не требуется подогрев или охлаждение очищенного воздуха.

При работе установки загрязненный воздух проходит последовательно следующие этапы:

- отбирается из места образования при помощи вытяжной системы;
- подается на фильтр — уловитель аэрозоля, где происходит удаление твердых и жидких фракций;
- попадает в аппарат газоочистки (адсорбер);
- отводится обратно в помещение.

В качестве фильтрующего материала применен нетканый фильтровальный материал, обладающий высокой эффективностью очистки от данного вида аэрозоля. Согласно проведенному расчету, площадь поверхности фильтрующего элемента равна 11 м². Для размещения фильтрующего материала такой площадью потребуются клинообразные рамки размером 0,5×0,5 м в количестве 22 штук. В корпусе аппарата рамки устанавливаются вертикально.

Камера газоочистки в прямоугольном сечении представлена размерами 1×0,5 м, в которую загружается адсорбент — активированный уголь. Масса сорбента на одну загрузку — 24,9 кг. Конструкция адсорбера предусматривает возможность загрузки и выгрузки активированного угля.

Для нашего случая наиболее предпочтительными являются адсорбционные методы. Этот выбор предопределили, прежде всего, обратимость адсорбции в отличие от хемосорбции, когда поглощенный газ легко десорбируется без изменения химического состава. Обратимость данного процесса исклю-



чительно важна, как уже было сказано, если экономически выгодно рекуперировать адсорбируемый газ или адсорбент.

Кроме того, недостатки других двух сорбционных методов — абсорбции и хемосорбции, также явились определяющими:

- 1) громоздкое оборудование с системой жидкостного орошения;
- 2) образование большого количества сточных вод, требующих обустройства дополнительных систем очистки.

Все это существенно удорожает и осложняет эксплуатацию очистного оборудования предприятия.

Использование биохимической сорбции для рассматриваемых в настоящей работе целей не подходит, так как они применимы для очистки воздуха, содержащего постоянный состав компонентов. В нашем случае газовый состав удаляемых компонентов в воздухе рабочей зоны пропорционально друг отношению друга, как показывает практика, может изменяться в десятки раз, что не может гарантировать эффективность использования метода.

В целом, весовое содержание компонентов (летучих углеводородов и сероводорода) в объеме очищаемого воздуха является относительно небольшим, а, как говорилось выше, в тех случаях, когда концентрации загрязнителей невелика и обработке подвергаются большие объемы воздуха, адсорбция является наиболее эффективной. Кроме того, адсорбцию широко используют в технологиях очистки загрязненного воздуха в нефтяной и газовой промышленности. Адсорбенты могут обеспечить практически полное улавливание примесей и при этом очистку сразу от нескольких компонентов.

Комплексная очистка вентиляционных выбросов от газовых и аэрозольных составляющих

Современная технология очистки вентиляционных выбросов в большинстве случаев заключается в оснащении оборудования местными вытяжными устройствами, улавливающими вредные вещества непосредственно у источника их образования, и отделения этих вредностей от воздуха в соответствующих индивидуальных или групповых установках.

Большой интерес представляют аппараты, позволяющие улавливать как твердые, так и газообразные вредные примеси вентиляционных выбросов различных производств. Как правило, это двухступенчатые агрегаты, содержащие в качестве первой ступени бумажный или тканевый фильтр, а второй ступени — устройство для очистки от токсичных газов. Подобные устройства, выпускаемые рядом фирм Швеции, Польши, Финляндии, США, имеют производительность 100–300 м³/ч и эффективность улавливания твердых частиц 99,7–99,9%. В качестве побудителя движения воздуха используются многоступенчатые высокооборотные вентиляторы мощностью 0,7–2,0 кВт с давлением до 20 кПа.

Фильтровентиляционные агрегаты типа ТК-200 и ТК-400 фирмы "Plymoth" (Швеция) производительностью, соответственно, 150 и 300 м³/ч имеют две ступени очистки: бумажный фильтр для твердых частиц и насадок из активированного угля для газов. Этой же фирмой выпускается передвижные агрегаты типа МК-800 (на 900 м³/ч) и МК-1000 (на 1200 м³/ч) с двухступенчатой схемой очистки, где в качестве первой ступени установлен фильтр



толщиной 40 мм из синтетического волокна и в качестве второй ступени — фильтр из волокна целлюлозы с фильтрующей поверхностью 15 м², третья — фильтр для очистки от токсичных газов.

Германский фильтровентиляционный агрегат "SAG" производительностью 120 м³/ч с многоступенчатым вентилятором в качестве побудителя движения воздуха имеет две ступени очистки: фильтр из бумаги или химволокна и слой активированного угля.

Три ступени очистки (металлический фильтр, фильтр из химволокна и активированный уголь) имеет агрегат EL-2 производства Венгрии. Побудителем тяги является вентилятор среднего давления производительностью 500 м³/ч.

Переносные агрегаты типа SAGJ и SASJk производительностью 90 и 120 м³/ч представляют собой системы фильтров из активированного угля и гофрированной бумаги, расположенных вертикально (2 шт.) и горизонтально (4 шт.); мощность вентилятора 800 Вт.

Четырехступенчатая схема очистки реализована в установке фирмы "Parat-Werkrengtechnik GmbH" (Германия): фильтр грубой очистки, ионизационная камера, электростатическая осадительная камера, фильтр с активированным углем. Производительность установки 1000–1200 м³/ч, масса 119–139 кг, потребляемая мощность 340 Вт, поверхность фильтрования 13,5 м², масса фильтра с активированным углем 3 кг, габариты установки 480×470×900 мм. Эффективность очистки 95%.

Выводы

Для реализации поставленных задач по очистке воздуха рабочей зоны, согласно проведенному обзору, необходимо использовать аппараты с двух- или трех — ступенчатой очисткой. На первых ступенях производится очистка от аэрозольной фазы, на последней — от газовых компонентов.

Анализ научно-технической литературы показывает, что для аэрозольной очистки наиболее целесообразно использовать фильтрационные методы на основе тканевых или близких к ним по свойствам фильтров, а газовая очистка должна производиться на основе адсорбции.

Из представленных в работе конструкций адсорбционных аппаратов для очистки воздуха рабочей зоны от углеводородных соединений и сероводорода представляется целесообразным использование наиболее простой и дешевой установки с неподвижным слоем адсорбента.

Отсутствие необходимости использования сложных и дорогих в эксплуатации установок продиктовано, прежде всего, сложностью и продолжительностью пуска наладочных работ, а также необходимостью снижения капитальных затрат.

Согласно проведенным исследованиям, изготовление и эксплуатация спроектированного фильтра для блока очистки бурового раствора может быть охарактеризована следующими показателями:

- капитальные вложения на внедрение фильтра — 125980 руб;
- эксплуатационные расходы — 83660 руб/год;
- приведенные годовые затраты на использование фильтра — 102560 руб;
- годовой экономический эффект по сравнению с использованием фильтра TD4600 производства США — 252220 руб.



Таблица 1

Характеристики сравниваемых объектов

Показатель	Фильтр TD4600 (США)	Новый фильтр
1. Производительность, м ³ /час	900	1000
2. Концентрация пыли в очищаемом воздухе, мг/м ³ , не более	200	200
3. Тип фильтрующего элемента	Рукавный	Рамочный
4. Потребление эл. энергии, кВт	1,5	1,8
5. Продолжительность времени до регенерации фильтрующих элементов, час	40	1272
6. Регенерирующий процесс	Механическое встряхивание	Импульсная продувка
7. Эффективность очистки, %, не менее	95	95
8. Очистка от газообразных веществ	нет	есть
9. Срок службы изделия, лет	10	10

Таблица 2

Расчет капитальных вложений проектируемого фильтра на его внедрение в производство

Показатель	Ед. изм.	Кол-во	Цена ед., руб.	Сумма, руб.
<i>а) Сырье и материалы:</i>				
уголок 50	кг	150	23,0	3450
лист стальной	кг	200	26,0	5200
круг 5	кг	120	18,0	2160
пилматериал				1200
адсорбент	м ³	0,3	4000,0	140
расходные материалы (электроды, герметик, шпаклевка и др.)	кг	120	1,2	2800
<i>б) Покупные изделия:</i>				
вентилятор ВВДН ^о 5	шт.	1	45000	45000
<i>в) Оплата труда:</i>				
по договору подряда				25000
единый социальный налог				9130
<i>г) Топливо и энергия:</i>				
электроэнергия	кВт	3800	3,0	11400
Итого				105480
<i>д) Монтаж и пусконаладочные работы (20 %)</i>				20500
<i>Всего капитальных затрат:</i>				125980



Таким образом, в настоящей работе проведены необходимые исследования в соответствии с целями работы и мною были разработаны мероприятия и установка для улучшения условий труда в блоке очистки бурового раствора на рабочем месте помощника бурильщика и технолога по системам очистки. Ведь мы всегда должны помнить, что главным для нас является жизнь и здоровье человека.

Также данную конструкцию легко рассчитать и применить в машинно-насосном блоке на месторождениях.

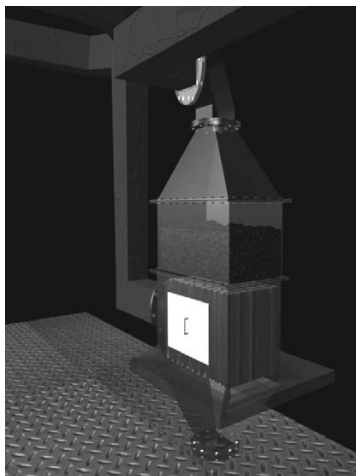


Рис. 1. Модель установки

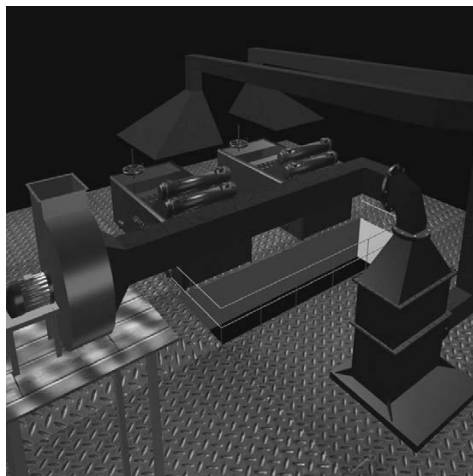


Рис. 2. Модель расположения установки в блоке очистки

Программа для оформления организационно-распорядительной документации «Дело»

А. Н. Полуэтов

Филиал «Астрахань бурение» ООО «Газпром бурение»

Сокращение неоправданного многообразия документов, приведение к единообразию их форм, структуры, и операций по обработке, учету и хранению.

Создание программного комплекса для формирования документов, принятых в установленном порядке, для всеобщего и многократного их применения в делопроизводстве. Делопроизводство. Все организации, в которых есть делопроизводство.

Обоснованность разработки

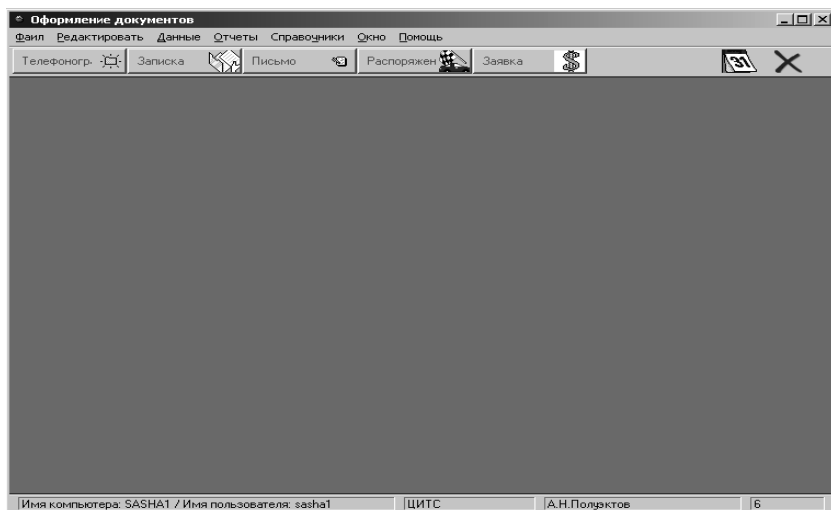
Обоснование для разработки проекта является Приказ ДООО «Бургаз» № 393 от 17 сентябрь 2004 г., «Об утверждении Инструкции по делопроизводству в ДООО «Бургаз». А так же ввод ООО «Газпром бурение» Книга фирменного стиля ООО «Газпром бурение».



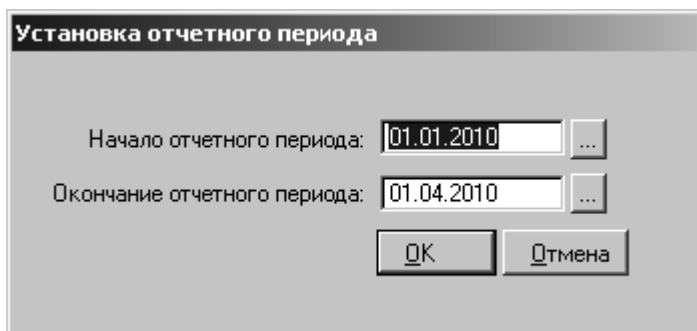
Для создания проекта использовались в качестве базы данных MS SQL Server. Клиентский интерфейс написан на языке CLARION 6.2. Для вывода отчетов на печать используется Microsoft Office Word 2003 с применением OLE — технологий.

Время разработки составило около двух месяцев. Внедрение и обкатка проходило около двух недель. В разработке участвовал один программист. Во внедрении участвовало 2 человека.

Принцип действия программы. Запуск программы производится нажатия на ярлычек. Во время запуска программа проверяет, имеет ли пользователь доступ к данной программе. Если доступ разрешен, то программа запускается и открывается главное окно, в котором находятся все основные функции программы.



Начинать работу с программой необходимо с установки периода для ограничения диапазона отображаемых в реестрах документов и отчетов.



Потом выбираем вид документа, который необходимо создать, например «Заявки».



Служ. записка №	Дата	Краткое описание	На кого	Исполнитель	Подпись	Дата отправки	Время отправки
1	05.01.2010	Об изготовлении переводник	Н.С.Грильчак	Н.И.Манишев	М.В.Обинов	05.01.2010	9:21
2	06.01.2010	Об изготовлении патрубков	Н.С.Грильчак	В.М.Городец	Ю.А.Шатравко	06.01.2010	8:40
3	12.01.2010	Об изготовлении спец.долгот	Н.С.Алешкину	Н.И.Манишев	Кальдин И.С.	...	0:00
4	13.01.2010	О ремонте полов в техническ	Д.Г.Сольшикин	Н.И.Манишев	Н.И.Манишев	...	0:00
5	13.01.2010	Ремонт ограждений бур.№37	Н.С.Алешкину	В.Ю.Пронкин	Ю.А.Шатравко	13.01.2010	13:58
6	13.01.2010	О демонтаже тальпов на бн	Н.С.Алешкину	Е.Д.Просьянкин	М.В.Обинов	...	0:00
7	14.01.2010	Об изготовлении гладкого мей	Н.С.Алешкину	В.М.Городец	Кальдин И.С.	...	0:00
8	19.01.2010	Об изготовлении переводник	Н.С.Алешкину	Н.И.Манишев	М.В.Обинов	19.01.2010	11:31
9	21.01.2010	о изготовлении укрытия шахт	Н.С.Грильчак	Е.Д.Просьянкин	Просьянкин Е.Д.	...	0:00
10	21.01.2010	О подготовке шток "Брашер"	Н.С.Грильчак	Н.И.Манишев	М.В.Обинов	21.01.2010	16:19
11	25.01.2010	...	Н.С.Грильчак	В.Ю.Пронкин	Городец В.М.	...	0:00
12	26.01.2010	об изготовлении стоек огражн	Н.С.Грильчак	О.А.Варламов	Варламов О.А.	26.01.2010	13:39
13	26.01.2010	об изготовлении УБТ 108мм	Н.С.Грильчак	О.А.Варламов	Варламов О.А.	26.01.2010	14:25
14	02.02.2010	о предоставлении вахтовой м	Латыш В.Н.	О.А.Варламов	Варламов О.А.	02.02.2010	10:46
15	05.02.2010	изготовление обурочной труб	Н.С.Грильчак	Н.И.Манишев	Пучаев В.Ю.	...	0:00
16	05.02.2010	на ремонт ограждения люльи	Н.С.Грильчак	О.А.Варламов	Варламов О.А.	05.02.2010	8:01
17	05.02.2010	О ремонте обшивки буровой	Н.С.Грильчак	В.Ю.Пронкин	Ю.В.Дитяев	05.02.2010	8:27
18	15.02.2010	О центровке вышек №215 и№	Н.С.Грильчак	В.Ю.Пронкин	Ю.В.Дитяев	15.02.2010	9:18
19	15.02.2010	На установку дегазатора на	бн.Н.С.Грильчак	Н.И.Манишев	Н.И.Манишев	15.02.2010	9:56
20	15.02.2010	...	Латыш В.Н.	Н.И.Манишев	Н.И.Манишев	15.02.2010	10:49
21	16.02.2010	Об изготовлении шток	Н.С.Грильчак	В.М.Городец	Ю.В.Дитяев	16.02.2010	8:28
22	16.02.2010	Заявка на ГИС (ИМ) на скваж	В.Б.Селиванову	Н.И.Манишев	Н.И.Манишев	16.02.2010	14:40
23	17.02.2010	Заявка на спуск кондуктора	Н.С.Грильчак	Н.И.Манишев	Н.И.Манишев	17.02.2010	11:23
24	19.02.2010	заявка на проведение ГИС (д	В.Б.Селиванову	О.А.Варламов	Варламов О.А.	19.02.2010	10:35
25	19.02.2010	заявка на проведение ГИС н	В.Б.Селиванову	О.А.Варламов	Варламов О.А.	19.02.2010	11:26

Новый документ можно создать двумя способами: нажатием кнопки «Новая заявка» или «Копировать».

Просмотр служебной записки

ЗАЯВКА от **ЦИТС**

Дата: 19.02.2010 Сегодня На кого: Главному геологу филиала «Астрахань бурение» В.Б.Селиванову

№: 21 Следующий

Краткое описание: заявка на проведение ГИС на буровой №844 Вставить

На скважине № 844 необходимо провести комплекс ГИС (перед спуском кондуктора). Скважина будет готова 21.02.10 к 12ч. минимальный внутренний проходной диаметр 508 мм.

Варламов О.А. Зам.начальника РИТС-1 Подпись

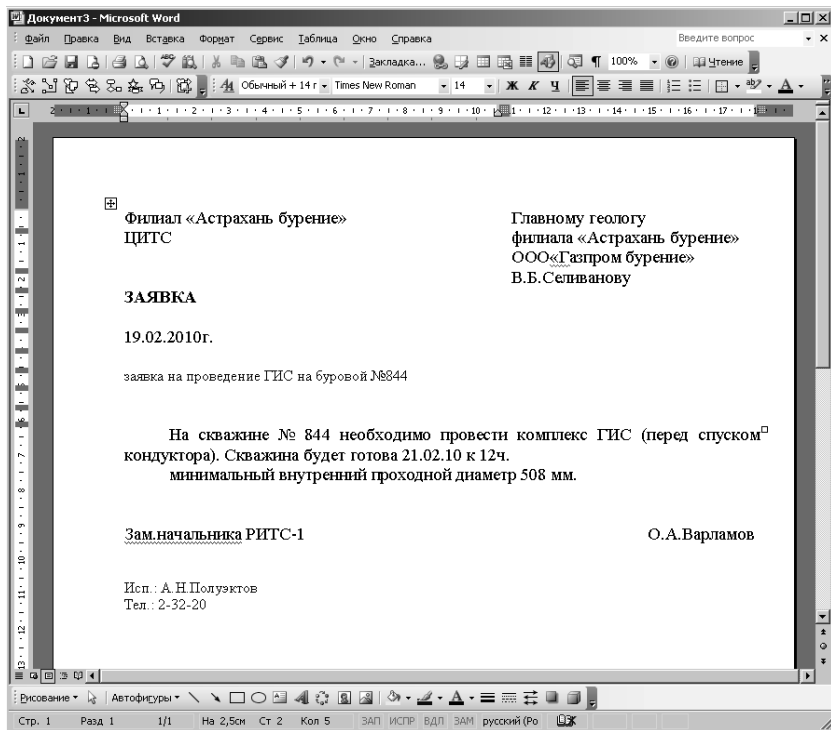
Исполнитель: А.Н.Полужков

Дата отправки: 19.02.2010 Дата и время

Время отправки: 11:26 Печать заявки

OK Отмена

После заполнения всех необходимых полей нажимаем кнопку «Печать заявки». В результате в окне Microsoft Word сформируется наш документ «Заявка».



Очень простым является управление проектом, которое сводится к резервному копированию базы данных, добавление пользователей, поддержание актуальных данных в шаблонах документов.

Проект реализован с соблюдением требований Инструкции по Дело-производству ДООО «БУРГАЗ» и Книги фирменного стиля ООО «Газпром бурение»

Программа позволяет создавать в едином стиле следующие виды документов:

Распорядительную документацию: приказы, распоряжения.

Информационно-справочная документация: письма, заявки, телефонограммы, факсы, докладные и служебные записки, акты.

Функциональные особенности программы:

Текст документов сохраняется в базе данных Microsoft SQL Server 2008.

Разграниченный доступ к базам данных. По пользователям и отделам.

Универсальный поиск документов.

Защита от редактирования документов после создания, которых прошло более суток.

Внедрение: филиал «Астрахань бурение» ООО «Газпром бурение», 16 пользователей.

Сильные стороны проекта: легкость внедрения

Перспективы развития: возможность опубликования выбранных приказов и распоряжений на Ethernet-сайте компании.



Добавление еще одного вида документов — организационная документация: Уставы, положения, правила, инструкции, штатные расписания.

Возможность адаптации к требованиям для других организаций:

Масштабируемость: неограниченно в пределах доступности MS SQL Server

Переносимость: копирование EXE-файла, восстановление базы данных.

Оптимизация управления абсолютной ликвидностью компании с использованием новых банковских продуктов для повышения доходности финансовых вложений

Д. Е. Рябчун
ОАО «Удмуртнефть»

Для эффективного управления абсолютной ликвидностью необходимо использование широкого спектра финансовых продуктов с различным уровнем доходности и риска в рамках консервативной стратегии управления потоком временно свободных денежных средств. К таким инструментам можно отнести структурные банковские продукты, которые создают возможность оптимизировать сальдо дохода и расхода по прочей деятельности, и увеличить выручку не только за счет продажи нефти и прочих основных продуктов, но и за счет иных видов деятельности. В статье рассмотрена стратегия, необходимая для применения новых банковских продуктов, алгоритм и автоматизация модели для выбора наиболее оптимальных вариантов размещения денежных средств, также приводится сравнение эффективности структурных банковских продуктов по отношению к простым депозитам и методы снижения кредитного риска при размещении.

ОАО «НК «Роснефть», как и ряд дочерних обществ компании, которые имеют возможность распоряжаться денежными средствами, формируют поток временно свободных денежных средств. Данный поток требует максимально эффективного использования.

В настоящее время компания и указанные дочерние общества, в основном, пользуются простыми депозитами, позволяющими получить умеренную доходность при наличии только кредитного риска.

С целью оптимизации сальдо дохода и расхода по прочей деятельности и увеличения выручки не только за счет продажи нефти и прочих основных продуктов, но и за счет иных видов деятельности необходимо использовать финансовые инструменты с более высокой доходностью, которые при этом отвечали бы в консервативной стратегии управления денежными средствами. Для этого требуется применение новой стратегии управления абсолютной ликвидностью с применением новых банковских продуктов.

Такие продукты в настоящий момент времени имеются и предлагаются на рынке различными банками.

Структурный банковский продукт — это инвестиционная стратегия с заранее оговоренным сроком, сформированная с помощью различных финансовых инструментов и составленная под условия клиента, которая позволяет не только получить доход при выполнении определенных условий, но и обеспечить определенную защиту инвестиций.



При формировании структурного продукта в виде структурного депозита обязательным условием, в соответствии с законодательством РФ, является получение доходности.

Для реализации подобной стратегии необходимы разработка и постановка модели управления потоком временно свободных денежных средств с использованием новых банковских продуктов.

При этом решаются следующие задачи:

1. Определение стратегии необходимой для использования структурных продуктов.
2. Изучение различных типов структурных продуктов.
3. Выбор математических моделей для задания параметров необходимого продукта, сравнения предложений банков и определения их эффективности.
4. Изучение и применение методологии финансовой проверки банков и расчета лимитов кредитного риска.
5. Постановка и автоматизация алгоритма работы модели.
6. Оценка эффективности проекта.

Для использования структурных банковских продуктов необходимо дополнить действующую стратегию управления абсолютной ликвидностью новыми элементами.

Первым и главным этапом текущей стратегии является управление портфелем валют для поддержания платежеспособности и реальной стоимости портфеля. Второй этап подразумевает определение потока временно свободных денежных средств посредством определения страхового остатка.

Третий этап — размещение временно свободных денежных средств.

Рассмотрим третий этап более подробно. Действующая стратегия включает:

1. Определение исходных условий (сумма, валюта, срок).
2. Расчет лимита кредитного риска по выбранным компанией банкам.
3. Заключение договоров с банками в рамках расчетных лимитов.
4. Проведение конкурса.
5. Выбор по наилучшим котировкам в рамках лимита.

Предлагаемая стратегия отличается от действующей наличием следующих дополнительных этапов (рис. 1):

1. Определение вероятности и доверительных интервалов колебаний базовых активов.
2. Формирование расчетных условий по размещению.
3. Анализ предложений банков.
4. Проведение проверки финансового состояния банка при необходимости.

Для реализации предлагаемой стратегии необходимо создать модель, основанную на следующем алгоритме:

1. С заданной периодичностью в модель вводятся данные по котировкам базовых активов с базы данных (БД) Reuters, данные рейтинга банков с БД РБК, а также отчетность присутствующих в рейтинге банков с БД ЦБ РФ.

2. Исполнитель вводит данные по сроку, сумме, валюте вклада, если известно, валюте будущих платежей и требуемый уровень риска. Модель представляет на рассмотрение исполнителю доверительные интервалы колебаний базовых активов и прочую аналитическую информацию для проведения экспертных оценок.

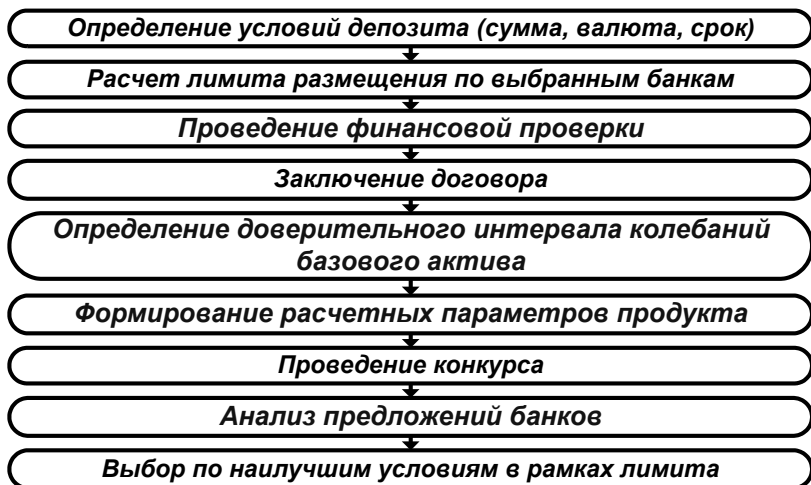


Рис. 1. Предлагаемая стратегия размещения денежных средств

3. Модель включает дополнительную опцию и предусматривает возможность выбора контрагентов, формирует по ним отчетность, проводит ее анализ, отражает результаты комплексной финансовой проверки и рассчитывает лимиты по банкам.

4. На основе полученной информации и экспертной оценки формирует перечень возможных условий для проведения конкурса и перечень банков.

5. По данному перечню ответственное за принятие решения лицо (или комиссия) формирует и утверждает окончательный вариант исходных условий и перечень банков.

6. Проводится конкурс.

7. После представления банками-претендентами предложений по размещению средств на заданных условиях, полученные данные вводятся в модель, где проводится построение графика прибыли и убытков, рассчитывается вероятность получения доходности, риск возникновения упущенной выгоды по каждому представленному предложению и формируется ранжированный листинг по банкам в разрезе котировки, лимита, риска, а также характеристики (параметров) каждого инструмента и комментариев эксперта.

На основе итогового отчета принимается решение о размещении.

При принятии решения о размещении для выполнения анализа варианты группируются по трем видам депозитов: простой, бивалютный и структурный.

В качестве примера рассмотрим один из структурных депозитов, предлагаемых банками, который основан на применении экзотической опционной стратегии Double-No-Touch.

Double-No-Touch опцион — представляет его держателю право получить заранее определенное денежное вознаграждение на дату исполнения опциона, в случае если цена базисного актива не достигнет ни одной из двух заданных величин (барьерных значений).

Базовыми активами могут быть любые активы, находящиеся в обращении на открытых рынках (валютный, сырьевой, фондовый и прочие)



Базовым активом в нашем случае является валютная пара RUR-USD.

Из рис. 2. видно, что более предпочтительным представляется вариант размещения средств на структурный депозит, поскольку доходность практически на всем вероятном отрезке колебаний актива превышает доходность по простому валютному и бивалютному депозиту, а риск возникновения упущенной выгоды ограничивается только потерей доходности (вероятность возникновения данного события невелика).

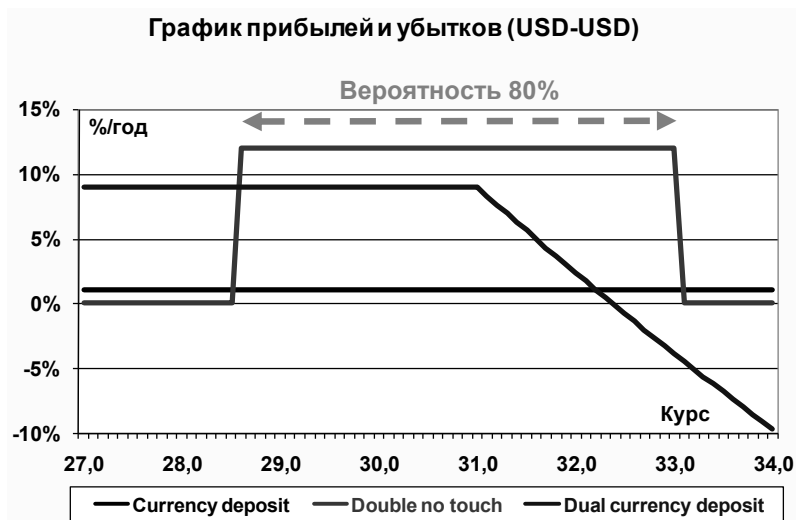


Рис. 2. Сравнение простого, бивалютного и структурированного депозита

Рассмотрим эффективность использования предлагаемой стратегии на примере потенциального проведения двух операций размещения на депозит в 2009 году, сравним доходность простого депозита и структурного (табл. 1).

Прирост капитала по структурированным депозитам составил 20,2 млн \$, против 12 млн \$ по простым депозитам.

Таблица 1

Сравнение вложения средств в простой и структурный депозит

№	Показатель	Ед. изм.	Срок депозита					
			2 мес			3 мес.		
			Прост. депозит	Структ. депозит	Откл.	Прост. депозит	Структ. депозит	Откл.
1	Сумма	млн долл	500	500		300	300	
2	Ставка	%, год	8%	16%	8%	7%	9,25%	2,25%
3	Интерес	млн долл	6,7	13,3	6,6	5,3	6,9	1,6



В табл. 2 представлено несколько структурных продуктов в сравнении с простым депозитом по состоянию на 23.06.2010 г. Срок размещения — 6 мес., текущий курс RUR-USD — 30,5.

Таблица 2

Примеры структурированных депозитов

№	Вид депозита	Аббре-виатура	Interest rate	Strike 1	Strike 2	Trigger 1	Trigger 2
1	Currency deposit	CD	1 %	-	-	-	-
2	Knock out	KO	3 %	31	-	-	35
3	Knock in	KI	8 %	31	-	31	-
4	Dual currency deposit	DCD	9 %	31	-	-	-
5	Threefold currency deposit	TCD	10,8 %	31	1,22	-	-
6	Range accrual	RA	13 %	31	-	29	32,5
7	No touch	NT	19 %	31	-	31,5	-
8	Double no touch	DNT	22 %	31	-	28,5	33

Пример формирования одного из продуктов приведен выше, дополнительно рассмотрим, как действует еще один инструмент — Range accrual. Ставка по данному структурному продукту превышает ставку по простому долларовому депозиту на 12% в абсолютном выражении. Итоговая ставка, которая получается, рассчитывается, исходя из количества дней нахождения курса в заданном коридоре, и делится на общее количество дней вклада, затем умножается на ставку (13% в данном случае). Т.е. для того, чтобы преувеличить доходность по простому депозиту, потребуется всего две недели нахождения курса в данном коридоре. А вероятность нахождения курса в данном коридоре все 6 месяцев составляет почти 70%. При пересчете на 16 дней вероятность стремится к 100%.

Заключение

Применение модели управления потоком временно свободных денежных средств с использованием структурных депозитов позволяет:

1. Быстро, автоматически подбирать наилучшие варианты размещения.
2. Автоматически определять контрагентов, рассчитывать лимиты кредитного риска по ним, а также проводить комплексную финансовую проверку для снижения кредитного риска при размещении.
3. Существенно снизить трудоемкость выполняемых исполнителем операций.
4. Расширить эффективную диверсификацию вложений.
5. Упростить обработку информации при принятии управленческих решений о размещении.
6. Исключить дополнительные затраты при реализации проекта.
7. Получить существенно более высокую доходность при размещении и, как следствие, дополнительную выручку по прочей деятельности.

Применение модели в 2009 году позволило бы получить прирост доходности на 68%.



Передача электроэнергии по одному проводу

М. М. Садыков, А. В. Томиловский
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

Передача электроэнергии неотъемлемо связана с потерями в проводах, а также большими затратами при строительстве и дальнейшем обслуживании. Применение передачи электроэнергии по одному проводу для электропитания станций катодной защиты, небольших по мощности и удаленных потребителей позволит:

- уменьшить трудоемкость при обслуживании воздушных линий электропередач;
- сократить потери электроэнергии;
- сократить затраты на строительство и капитальный ремонт линий электропередач.

Суть проекта

Всем известно, что для передачи электроэнергии необходимо минимум два провода (фаза—ноль, плюс—минус), однако есть способ передачи электроэнергии по одному проводу, основанный на принципе схемы С. В. Авраменко (рис. 1).

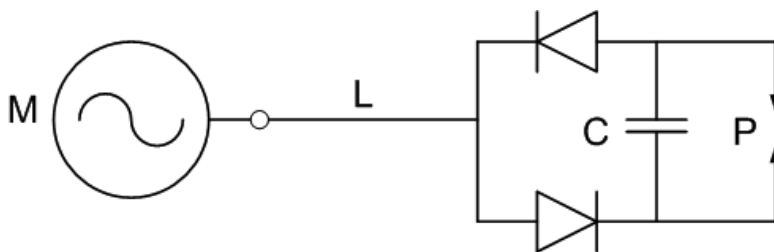


Рис. 1. Однопроводная передача энергии по схеме Авраменко

Основу устройства для однопроводной передачи энергии составляет «вилка Авраменко», которая представляет собой два последовательно включенных полупроводниковых диода (рис. 1). Если вилку присоединить к проводу, находящемуся под переменным напряжением, то через некоторое время в разряднике **Р** наблюдается серия искр. Временной интервал от подключения до разряда зависит от величины емкости **С**, величины напряжения, частоты пульсации и размера зазора **Р**. Эффективность устройства зависит от материала обмоток генератора **М**.

Эксперимент Авраменко

В экспериментальную установку входил машинный генератор [1] мощностью до 100 кВт, генерирующий напряжение с частотой 8 кГц. Этот машинный генератор питал первичную обмотку трансформатора Тесла [2].

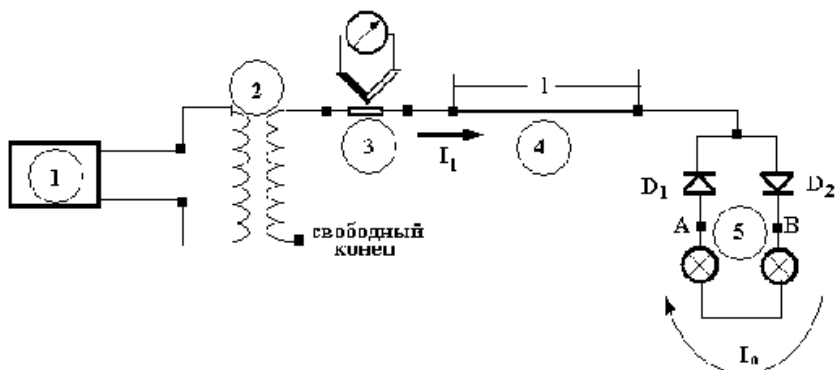


Рис. 2

Один конец вторичной обмотки был свободен (ни к чему не подключен, как показано на рис. 2). Ко второму концу были подсоединены последовательно следующие элементы: термоэлектрический миллиамперметр [3], тонкий вольфрамовый провод [4] (длина провода 2,75 м, диаметр 15 мкм) и «вилка Авраменко» [5]. Нагрузкой служили несколько подсоединенных лампочек накаливания.

По этой разомкнутой цепи Авраменко смог передать от генератора к нагрузке (лампам накаливания) электрическую мощность порядка 1300 Вт (!). Электрические лампочки ярко светились.

Казалось бы, это явление легко объяснимо. Схема содержит уединенную емкость, образованную цепочкой ламп накаливания и соединяющими их проводами. При положительном полупериоде напряжения через диод D1 в эту цепь течет зарядный ток. И потенциал уединенной емкости возрастает. При отрицательном полупериоде напряжения эта емкость разряжается через диод D2, приобретая новую величину потенциала. Зарядно-разрядный ток I_0 имеет всегда одно направление и его величины достаточно, чтобы поддерживать на лампах накаливания в вилке Авраменко среднюю мощность 1300 Вт. Ток I_1 в цепи, соединяющей конец обмотки трансформатора Тесла с вилкой Авраменко, должен быть близок или приблизительно равен по величине току I_0 . Если, например, нагрузка вилки Авраменко представляет собой последовательное соединение 6-ти двухсотваттных ламп накаливания, то разрядно-зарядный ток I_0 будет равен 1 А. Соответственно такой же примерно величины должен быть и ток I_1 . Однако такое объяснение противоречит следующему факту. Термоэлектрический миллиамперметр [3] зафиксировал очень малую величину тока I_1 ($I_1 = 2 \text{ мА}$ (!)), а тонкий вольфрамовый провод [4] даже не нагрелся! Именно это обстоятельство послужило главной причиной трудности объяснения результатов эксперимента Авраменко.

Приведем некоторые выводы, сделанные Авраменко и его коллегами на основании этих исследований.

1. Ток I_0 в вилке Авраменко линейно увеличивается с ростом частоты (диапазон измерений 5–100 кГц) и практически линейно возрастает с ростом напряжения генератора при постоянной частоте. Это свидетельствует о емкостном характере электрической цепи.



2. Магнитное поле в проводнике, соединяющем вилку Авраменко с генератором, не было обнаружено.

3. Ток I_1 был очень мал по сравнению с током I_0 и практически не обнаруживался ни тепловым, ни магнитоэлектрическим измерителем тока. По этой причине наличие в соединительной цепи (трансформатор Тесла — вилка Авраменко) последовательно соединенных резисторов (до нескольких десятков МОм), конденсаторов и индуктивностей оказывало чрезвычайно малое ослабляющее действие на ток I_0 в вилке Авраменко.

На основании принципа вилки Авраменко разработана усовершенствованная схема (рис. 3) и создана экспериментальная установка

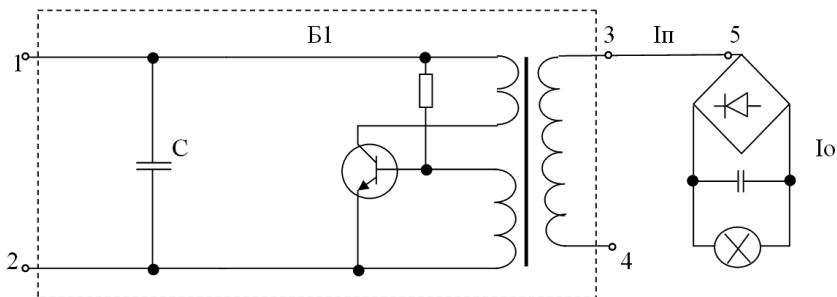


Рис. 3. Однопроводная схема передачи электроэнергии

На контакты 1 и 2 блока Б1 подается напряжение. Блок Б1 изменяет частотную характеристику тока. Как видно на рис. 3 посредством проводника 3–5 соединены блок Б1 и усовершенствованная вилка Авраменко, в которой используется диодный мост. В цепь вилки была включена лампа накаливания. На первый взгляд лампа не может загореться, т.к. нет привычной цепи фаза-ноль. Но в ходе эксперимента было установлено, что есть свечение. Установлено, что значение тока I_0 значительно в сравнении с током I_1 , который практически равнялся нулю, что подтвердили выводы Авраменко.

Суть явления объясняется рассмотрением процесса передвижения электронов в точке подключения диодного моста к сети генератора. Известно, что изменения знака напряжения обусловлены изменением направлений векторов магнитных моментов электронов. В интервале полупериода они меняют своё направление на 180 град. В результате диод пропускает их только тогда, когда их северные магнитные полюса направлены в сторону движения. Во втором полупериоде векторы магнитных моментов электронов оказываются направленными противоположно движению электронов и диод такие электроны не пропускает. Диоды диодного моста выстраивают начальные электроны сети так, что все они движутся по замкнутому контуру вилки. Они не могут возвратиться в сеть, так как там через каждый полупериод формируются барьеры из электронов, векторы магнитных моментов которых повернуты навстречу векторам магнитных моментов электронов, пытающихся уйти из вилки в сеть. Так формируются условия для кругового движения электронов.

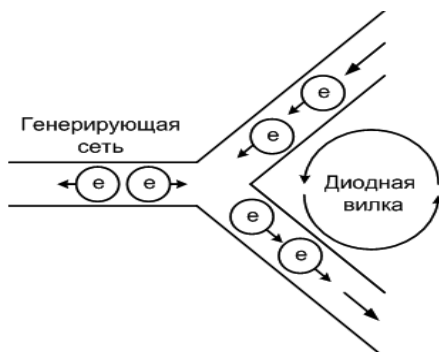


Рис. 4. Точка соединения сети генератора с диодным мостом

Электроны сети, идущие от генератора, выполняют в некотором смысле функцию поршня, работающего с частотой сети. Когда векторы их магнитных моментов оказываются повернутыми в направлении движения по контуру вилки, то при наличии южных магнитных полюсов электронов в вилке, электроны сети, образно говоря, втискиваются в строй электронов, движущихся по контуру вилки, и увеличивают общее количество электронов в этом контуре. Вполне естественно, что активность этого процесса пропорциональна частоте и напряжению внешней для диодной вилки Авраменко сети.

Таким образом, строй электронов, движущихся по кругу, ограничивает возможности электронов сети попасть в их строй. Поэтому так мал ток в сети, генерируемый до диодной вилки Авраменко. Они смогут втиснуться в этот строй только в те моменты, когда направления векторов их магнитных моментов окажутся в зоне действия южных магнитных полюсов электронов, движущихся по кругу в диодной вилке. Если учесть, что электроны, идущие из сети, меняют направления векторов своих магнитных моментов в каждый полупериод и то, что нет согласованности этого процесса с процессом кругового движения электронов диодной вилки, то вероятность проникновения сетевых электронов в строй электронов, движущихся вдоль диодной вилки, ограничивается. Вот почему ток в вилке Авраменко значительно больше тока во внешней сети.

Заключение

Однопроводную линию электропередачи можно использовать для питания станций катодных защит, т.к. потребляемая нагрузка мала, а протяженность существующих ВЛ велика.

Преимущества:

1. Зная эффект отсутствия протекания тока в линии при передаче по одному проводу, можно сказать, что потери электроэнергии в этом случае будут несравнимо малы с существующими воздушными линиями электропередачи. При годовом потреблении в 0,8–1 млн. кВт*час станциями катодной защиты на ЗТПП, в проводах воздушных линий электропередач и в трансформаторах потери составляют от 3% до 8% электроэнергии — 24–80 тыс. кВт*час.

2. Отпадает необходимость компенсации реактивной составляющей, генерируемой ВЛ.



3. Отказываясь от традиционной передачи электроэнергии в пользу однопроводной, экономически выгодным становится строительство и обслуживание, т. к. затраты на провода, опоры, изоляторы и другие составляющие ВЛ существенно сократятся.

Недостатки:

1. Затраты на введение в эксплуатацию нового оборудования.
2. Отсутствие возможности передачи электроэнергии большой мощности (этот процесс не рассматривался).
3. Отсутствие возможности передачи трехфазной электроэнергии (этот процесс не рассматривался).

Выявление и оценка факторов, влияющих на качество крепления эксплуатационных хвостовиков на территории Пермского края

В. А. Сазонова, И. М. Шистеров
ООО «Буровая компания «Евразия»

В настоящее время большая территория Пермского края уже разведана и эксплуатируется, а многие месторождения находятся на последней стадии разработки. С целью максимального коэффициента нефтеизвлечения все больше скважин старого эксплуатационного фонда подвергаются реконструкции методом бурения боковых стволов, для достижения ещё возможных неразработанных участков месторождений.

Зачастую большинство вновь пробуренных боковых стволов имеют сложный профиль, а продуктивная часть стволов находится в промытых зонах или зонах, близких к фронтам закачек. Поэтому вскрытая продуктивная часть, чаще всего, представляет собой переслаивание нефтяных, водонефтяных, промытых и водяных пластов, расположенных в непосредственной близости друг от друга. Для надежного их разобшения необходимо иметь сплошное качество сцепления цементного камня, как с породой, так и с колонной с целью избежания заколонных перетоков между пластами.

На заключительной стадии реконструкции скважины, в процессе освоения, очень важно получить приток безводной нефти или приток с минимальным процентом обводненности. К сожалению, за последние два года 2009 г 2010 г, в нескольких пробуренных боковых стволах в процессе освоения были получены притоки с большим процентом обводненности, либо с полной обводненностью. В связи с этим производились дополнительные исправительные и исследовательские работы, в результате которых обозначился ряд факторов, привлекавших к подобной ситуации. Наиболее значимым оказался фактор качества цементирования «хвостовиков», а именно продуктивной его части.

В данной работе предпринята попытка выявить факторы, отрицательно влияющие на качество крепления эксплуатационных «хвостовиков» путем анализа скважин Шагиртско-Гожанского месторождения за период с 2007 по 2010 гг. На основе полученных результатов будут предложены мероприятия по улучшению качества крепления хвостовиков, которые в дальнейшем могут применяться на месторождениях с аналогичными горно-геологическими условиями.



Анализ качества цементирования

Для того, чтобы убедиться, что увеличение заколонных перетоков за последние два года действительно зависят от качества цементирования, необходимо выяснить следующее:

- изменилось ли качество цементирования эксплуатационных «хвостовиков» со временем, если да, то в какую сторону.

Если качество крепления ухудшилось, то необходимо:

- выявить те факторы, которые, по нашему мнению, могли отрицательно сказаться на качестве крепления колонн.

Проанализировав вышесказанное:

- предоставить пути решения сложившейся проблемы.

В качестве опорного материала для проведения анализа по оценке качества цементирования «хвостовиков» взято Шагиртско-Гожанское месторождение, находящееся на юге Пермского края. Выбор данного месторождения обусловлен достаточным количеством для анализа скважин и материала по ним. За период с 2007 по 2010 г на данном месторождении ДББС было пробурено 20 наклонно-направленных скважин (скважины с горизонтальным окончанием, без обсадки из общего числа исключены).

Характер качества цементирования определяется наличием цементного камня за эксплуатационным «хвостовиком» и качеством его сцепления с колонной и породой. Качество контакта цементного камня характеризуется следующими понятиями: сплошной, частичный, отсутствует/не определен. В нашем случае сплошному и частичному контакту соответствует коэффициент 1 (100% качество), отсутствию контакта коэффициент 0 (0%).

Поскольку боковыми стволками вскрывались продуктивные терригенные отложения яснополянского н/горизонта (C_{1jsn}), а также карбонатные отложения турнейского яруса (C_{1t}), то и показатели качества цементирования определялись отдельно по каждой части соответственно.

По результатам анализа видно, что средние показатели качества цементирования по контактам (колонна-порода) по 9 скважинам за 2007 и 2008 гг составляют:

а) сплошной-сплошной

- терригенная часть разреза — 75,5% от общей длины исследуемого интервала
- карбонатная часть разреза — 95,5% от общей длины исследуемого интервала

б) частичный-частичный

- не определяется — 0%

в) отсутствует — не определён

- в терригенной части — имеется лишь по 1-й скважине и составляет 6 м

г) частичный-сплошной/сплошной-частичный составляю оставшуюся часть.

Далее наблюдается совершенно противоположная картина. Показатели качества цементирования за 2009 и 2010 гг по 11 скважинам заметно ухудшились и составляют:

а) сплошной-сплошной

- терригенная часть разреза — 2%/2009 г и 0%/2010 г от общей длины исследуемого интервала



- карбонатная часть разреза — 35%/2009 г и 46%/2010 г от общей длины исследуемого интервала

б) частичный-частичный

- терригенная часть разреза — **79%**/2009 г и **97%**/2010 г
- карбонатная часть разреза — 37%/2009 г и 39%/2010 г

в) отсутствует — не определён

- терригенная часть разреза — 4%/2009 г и 3%/2010 г
- карбонатная часть разреза — 3%/2009 г и 0%/2010 г

г) частичный-сплошной/сплошной-частичный составляю оставшуюся часть.

Интересный факт, что аналогичная картина за период 2007–2010 гг, наблюдается практически по всем месторождениям, на которых велось бурение боковых стволов.

Что же произошло, почему так резко ухудшилось качество цементирования в пределах одного месторождения за последние два года. Ниже попробуем выяснить какие же факторы могли повлиять на качество крепления.

Факторы, влияющие на качество крепления

На качество цементирования существенно влияют следующие факторы:

- литологический разрез;
- тип и параметры бурового раствора;
- зенитный угол при вскрытии продуктивных отложений;
- геофизический фактор;
- буферные составы;
- качество, производитель цемента и добавок к нему;
- технологическая оснастка, используемая при цементации.

Технологическая оснастка хвостовиков

Работы по креплению хвостовиков на территории Пермского края производились со следующими типами оснасток:

- Технологическая оснастка производства ООО «Тяжпрессмаш» с гидравлическим пакером, узлом гидравлического якоря.
- Оснастка производства ЗАО «ГБС».
- Оснастка производства НПФ «Зенит» с узлом гидравлического якоря.

Оснастка колонны хвостовика:

- Пружинные центраторы в интервале продуктивного горизонта в количестве от 0 до 14 шт.

Произведен анализ применения этих технологических оснасток по влиянию на качество крепления хвостовиков по следующим параметрам:

- разгрузка на забой или узел якоря для подвешивания хвостовика в эксплуатационной колонне;
- наличие верхнего пакера;
- количество центрирующих элементов в интервале продуктивного пласта.

Вывод по выше перечисленным параметрам:

1. Отличия качества крепления при разгрузке на забой и подвешивания хвостовика на узле якоря не отмечено.

2. Гидравлические пакера в 40% негерметичны.



3. Количество центрирующих элементов не влияет на качество крепления.

Пути решения проблемы

Исходя из обоснованных выше факторов, попробуем предоставить пути решения сложившейся проблемы. Так как на такой фактор как литологическая разность пород, мы повлиять никак не можем, он остается постоянным, то попробуем изменить подход к креплению скважины, учитывая все выше изложенное.

Использование забойной ванны на основе метасиликата натрия

Кольматационный эффект воздействия силикатных ванн зависит от количества образованных труднорастворимых соединений. Наличие в фильтрационной корке избытка двух и поливалентных металлов, способных вступать в реакцию с силикатами определяет конечный результат.

Растворенные в воде силикаты натрия при бурении образуют на пристенной части ствола скважины модифицированный слой. Эффективность обработки ствола скважины силикатами натрия или калия основана на следующем. Происходит повышение гидроизолирующих свойств за счет уплотнения кольматационного слоя продуктами реакции, образовавшимися в результате взаимодействия изолирующего состава с минералами породы. Кроме того, в проницаемых интервалах с содержанием кальциевых вод могут образовываться нерастворимые соединения или гели кремневых кислот, приводящие к кольматации пор, т. к. проникая в приствольную зону водоносного пласта, водорастворимые силикаты практически мгновенно вступают в реакцию с катионами двух и поливалентных металлов. Продукты реакции — гидросиликаты соответствующих металлов — труднорастворимые соединения, осаждающиеся в поровом пространстве в виде аморфной массы или кристаллических частиц, кольматируют ее, снижая проницаемость этой зоны.

Известно достаточно много способов подготовки ствола скважины перед цементированием с помощью силикатов Na в виде жидкого стекла. Силикаты являются составной частью цементного клинкера — веществом, родственным цементу. Метасиликат натрия (жидкое стекло) при контакте с цементным раствором (камнем) обеспечивает улучшенные адгезионные свойства и не влияет отрицательно на технологические свойства цементного раствора.

Технология установки: на данный момент закрепляющая забойная пачка устанавливается в боковых стволах после спуска шаблона состоящего из 3-х труб хвостовика в V-2 м³. По стволу это составляет 160 метров.

Применение технических элементов таких, как центраторы-турбулизаторы

Центратор-турбулизатор устанавливается на обсадной колонне и служит для создания завихрения восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве при цементировании, также для более полного замещения бурового раствора цементным.

Установка производилась в интервале продуктивного пласта через 10–11 м.

Выводы и рекомендации: из-за малого количества скважин, на которых использовались турбулизаторы невозможно произвести полную оценку влияния



на качество крепления хвостовиков. Согласно литературных и научных источников турбулизаторы рекомендуется устанавливать через каждые 3-и метра.

Противодавление при креплении хвостовика

В связи с конкретными условиями на скважине, а именно наличие газопроявления (скв. № 2160 Кокуйского месторождения) и газонефтепроявления (скв. № 2147 Павловского месторождения) работы по креплению хвостовиков производились с противодавлением на пласт.

Технология проведения

А) Скважина № 2160 Кокуйского месторождения. Произведена закачка буферных жидкостей и цементного раствора. При продавке цементного раствора создано избыточное давление на продуктивный пласт в размере 10–20 атм., после получения давления «стоп» и отсоединения от транспортировочной колонны, вымыв избыточного цементного раствора и промывка скважины в течение 5-и часов с противодавлением 30 атм.

Б) Скважина № 2147 Павловского месторождения. Произведена закачка буферных жидкостей и цементного раствора. При продавке цементного раствора создано избыточное давление на продуктивный пласт в размере 30 атм., после получения давления «стоп» и отсоединения от транспортировочной колонны, вымыв избыточного цементного раствора и промывка скважины в течение 6-и часов с противодавлением 30 атм.

Полученные результаты

При создании дополнительного противодавления на пласт в большинстве случаев отмечается улучшение сцепления цемента с породой и колонной в интервалах проницаемых пород, также такая динамика наблюдается на скважинах где по каким либо техническим или геологическим причинам присутствуют завышенные рабочие давления при продавке цементного раствора.

Перевод скважины на соленую воду

Данный вид технологических мероприятий был выполнен на скважинах № 375 Куединского и № 861 Павловского месторождений.

Применялся для более качественной очистки продуктивной части терригенных отложений ствола скважины от корки бурового раствора и вымыва раствора из застойных зон был произведен перевод 2-х скважин на соленую воду необходимой плотности и интенсивная промывка в течение 2-х циклов с добавкой поверхностно активных веществ (детергент Н в количестве от 30–90 л.).

По полученным результатам видно, что улучшилось качество крепления в турнейских отложениях, а в терригенных отложениях качество крепления осталось без изменений.

Предложение: для механической очистки от корки бурового раствора, предлагаем использование скребковых очистителей стенок в интервале продуктивных терригенных отложений.



Расширяющиеся цементы

Известны два типа добавок на основе сульфатоалюмината кальция и оксида кальция, которые предотвращают изменение объема из-за усадки. Они относятся к добавкам, которые контролируют осадку, обеспечивая расширение в пластичном и затвердевшем состоянии. Компенсация усадки достигается при меньшем количестве добавки, в то время как химическое предварительное напряжение бетона получают при более высоких дозах.

В данный момент при креплении хвостовиков используется расширяющая добавка РУ-1. Объемное расширение составляет 0,5 %.

Особого влияния данной добавки, на качество цементирования, пока определить не представляется возможным, из-за того, что добавки берутся от разных производителей.

Заключение

Таким образом, проведя анализ по одному месторождению за 4 года, определились основные факторы, каждый из которых, по нашему мнению, в той или иной степени влияет на качество крепления. Конечно, чтобы иметь более четкое представление об их влиянии, необходимо отслеживать и анализировать их и по другим месторождениям с аналогичной горно-геологической обстановкой.

По результатам проделанной работы пришли к следующим выводам:

При креплении «хвостовиков» применять более качественный цемент («Сухоложский»).

Использовать скребковые очистители стенок скважины в терригенной части разреза для механической очистки совместно с переводом скважины на соленую воду соответствующей плотности.

Продолжить внедрение турбулизаторов с установкой в продуктивной части разреза через каждые 3 м.

При наличии в разрезе часто переслаивающихся нефтяных, водяных и промытых пластов, по возможности производить крепление хвостовиков с противодавлением.

С учетом разницы в интерпретации по материалам АКЦ за период с 2007 по 2010 гг. Рекомендуем провести оценку качества цементирования по одной и той же скважине разными «Подрядчиками» указанными выше. В случае явного расхождения по результатам интерпретации предлагаем провести исследования с применением приборов зарубежных производителей или их аналогов с последующей интерпретацией материалов организацией производившей этот вид работ.

Надеемся, что все выше перечисленные мероприятия позволят получить качественное крепление «хвостовиков», исключить такое явление как «заколонный переток», а так же получить максимальную эффективность по пробуренным скважинам в процессе их освоения.



Устройство эффективного защитного покрытия трубного металла на основе низкомолекулярного олигодена

Р.И. Сапелкин

ОАО «Газпром» ООО «Газпром добыча Ямбург» филиал ЯРЭУ

Цель проекта — организация сбыта и создание производства высокоэффективного защитного покрытия трубного металла в заводских и трассовых условиях со сроком службы равным сроку службы самой трубы (30–35 лет).

Способ устройства защитного покрытия заключается в вулканизации на поверхности трубного металла каучукосодержащего композиционного материала, состав которого может быть адаптирован для конкретных условий эксплуатации.

Представляемый способ устройства защитного покрытия трубопровода включает очистку поверхности, нанесение изоляционного материала слоем 1,5–2 мм и последующий нагрев при перемещении нагревателя вдоль трубопровода. В качестве изоляционного материала используют каучуковую смесь, разработанную в Воронежском Государственном архитектурно — строительном университете.

Конечными продуктами проекта являются:

- мастика для нанесения покрытий;
- сервис по нанесению покрытий на трубы в заводских условиях;
- сервис по изоляции стыков труб и нанесению покрытий в трассовых условиях.

В настоящий момент проект находится на стадии опытного образца:

Сконструировано и изготовлено лабораторное устройство для получения покрытия.

Получены опытные образцы покрытия.

Проведены экспериментальные исследования по определению физико-механических и эксплуатационных характеристик защитного покрытия. Сделано заключение о прогнозируемом сроке полезного использования покрытия.

Получен российский патент на изобретение № 2380607 «Способ устройства защитного покрытия».

При сотрудничестве с ООО «Технологии Молодежи» активно ведется поиск инвестиций.

Конечными потребителями продукции проекта будут являться:

- Компании, занимающиеся нанесением других видов покрытий на трубный металл.
- Компании, производящие трубы для магистральных трубопроводов.
- Компании, занимающиеся обслуживанием и ремонтом газопроводов ОАО «Газпром».
- Компании, занимающиеся обслуживанием и ремонтом нефтепроводов ОАО «Транснефть».

Протяженность магистральных трубопроводов в России составляет 217 тыс. км. С учетом 50% износа труб и предполагаемой цены на продукцию *потенциальная емкость рынка по переизоляции и замене изношенных труб составляет 62,6 млрд руб.*

При строительстве новых трубопроводов компании используют трубы



с наиболее современными покрытиями, со сроком службы, равным сроку трубы (до 30 лет). Поскольку именно такие покрытия предлагаются в рамках проекта, рынок труб для строительства новых трубопроводов также является потенциальным рынком для реализации продукции. *Потенциальная емкость рынка строительства новых трубопроводов составляет 6,4 млрд руб.*

Общая потенциальная емкость российского рынка составляет 70 млрд руб. (19,6 млрд руб. на нефтяной рынок и 49,4 млрд руб. на газовый рынок). Годовая емкость рынка составляет 5,14 млрд руб. К пятому году реализации проекта планируется занять 3% российского рынка.

Конкурентные преимущества продукции проекта

- Повышенная (в 2–3 раза) термостойкость при улучшении физико-химических характеристик (до 25%) при эксплуатации в условиях низких температур.
- Низкая стоимость (в 2–3 раза ниже, чем у других покрытий со сравнимыми характеристиками).
- Однослойность покрытия обеспечивает снижение временных затрат на нанесение покрытия как минимум в 2 раза.
- Отсутствие необходимости в специальной (пескоструйной или дробеструйной) обработке поверхности перед нанесением материала.
- Возможность нанесения покрытия в заводских и трассовых условиях.
- Прогнозируемый срок службы покрытия приближается к сроку службы самой трубы (до 30–35 лет).

Сравнительные технические характеристики с некоторыми аналогами приведены в таблице:

Наименование покрытия	Прочность на растяжение, МПа	Катодное отслаивание, мм радиус	Поглощение влаги, %	Температурный диапазон эксплуатации, °С		Адгезия к стали, МПа	Срок полезной эксплуатации, лет	Цена, \$/м ²	Примечания
				от	до				
Покрытие на основе олигодиена	21	5	0,05	-80	110	19	30	7	Улучшение характеристик до 25% при низких Т
Capusa (жидкое эпоксидное покрытие)		3	0,1		95	13,9			Низкая мех. прочность
3М Scotchkote (полиуретановое покрытие)	32	8			65	15	30	25	Слабая водостойкость
Биур (двухслойное полиуретановое покрытие)	12		5	-40	60	7	20		Слабая водостойкость, разрушение при низких t T



Наименование покрытия	Прочность на растяжение, МПа	Катодное отслаивание, мм радиус	Поглощение влаги, %	Температурный диапазон эксплуатации, °С		Алгебра к стали, МПа	Срок полезной эксплуатации, лет	Цена, \$/м ²	Примечания
				от	до				
Покрытие на основе полимочевины	12		5		60	7			Слабая водостойкость
Полиэтиленовое покрытие	15		0,05		40			20	Нет терпит УФ излучения

Бизнес-модель

Для реализации продукции было выделено 5 групп потенциальных покупателей:

I. Компании, наносящие другие виды покрытий на трубный металл

На первом этапе реализации проекта не планируется создавать собственного производства по нанесению покрытий. Планируется поставлять разработанную мастику для нанесения покрытий компаниям, уже занимающимся нанесением покрытий, предоставляя им лицензии на использование нашего метода нанесения покрытий.

Такой метод позволит покрытиям на основе олигодиена обрести признание в отрасли при минимальных капитальных затратах.

II. Компании, производящие трубы для магистральных трубопроводов

С производителями труб планируется наладить взаимодействие по нанесению покрытий на основе низкомолекулярного олигодиена на новые трубы. Здесь возможно 2 варианта взаимодействия:

- продажа мастики и лицензий на ее использование заводам, самостоятельно занимающимся нанесением защитных покрытий;
- организация цехов на заводах по нанесению покрытий нашим методом для заводов, пока не освоивших современные методы нанесения покрытий.

Подробная схема взаимодействия с производителями труб будет разработана в ходе переговоров с ними.

III. ОАО «Газпром»

После приобретения методом определенной известности и его распространения планируется выходить непосредственно на ОАО «Газпром», которому планируется оказывать услуги по переизоляции существующих труб с использованием мобильного устройства для нанесения покрытий, а также возможна организация собственных цехов по нанесению покрытий на основе низкомолекулярного олигодиена на уже закупленные трубы «Газпрома».

Основную работу с ОАО «Газпром» планируется осуществлять через компанию ООО «Газпром Комплектация», которая занимается централизованным материально-техническим обеспечением дочерних организаций ОАО «Газпром». Первые поставки планируется осуществлять в Ямало-Ненецкий



автономный округ, где руководство подразделений Газпрома, а также администрация округа уже знакомо с разработкой и готово ее поддерживать.

Работу с ОАО «Газпром» планируется начать со 2 года реализации проекта.

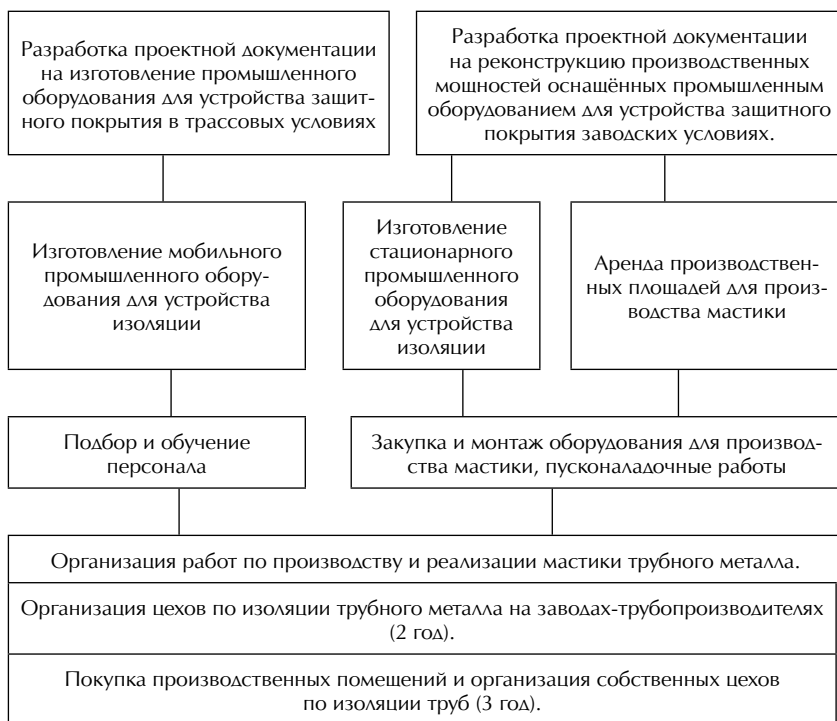
IV. ОАО Транснефть

Схема работы с ОАО «Транснефть» будет аналогична работе с ОАО «Газпром».

«Транснефть» выполняет собственными силами и средствами практически весь комплекс профилактических и ремонтно-восстановительных работ на всех объектах магистральных нефтепроводов. Для поставки продукции на объекты ОАО «АК «Транснефть» необходимо проведение экспертизы технической документации на продукцию с последующей регистрацией в Реестре технических условий, программ и методик испытаний на продукцию. После проведения экспертизы планируется работать напрямую с компаниями, входящими в холдинг.

Работу с ОАО «Транснефть» планируется начать с 3-го года реализации проекта.

Схема реализации проекта



Партнер проекта — ООО «Технологии Молодежи» — компания будет заниматься контролем за реализацией проекта и продвижением продукции проекта.



Потребность в инвестициях и показатели экономической эффективности

Для реализации проекта требуются инвестиции в размере 32.4 млн руб.: 11.4 млн руб. в 1 году реализации проекта для запуска производства мастики и 21 млн руб. в 3 году реализации проекта для организации собственного завода по нанесению покрытий.

Чистая приведенная стоимость (NPV) за 5 лет	130.8 млн руб.
Годовая ставка дисконтирования	20%
Дисконтированный срок окупаемости инвестиций первого года (PBP)	1.81 года
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	153%

Метод оценки рационализаторского предложения

О. В. Селезнева

ООО «Запсибтрансгаз»

Сегодня мы все стараемся создавать новые конкурентные преимущества, решать старые, и ставить перед собой новые современные задачи. И, конечно, основой этого выступают инновации. Инновации не происходят постоянно и повсеместно, им нужна культура, как в отношении общества, так и в отношении организаций, предприятий.

В отношении общества эту культуру формирует Государство (формируется законопроект, созданы комиссии по урегулированию инновационной деятельности, создаются инновационные центры, предоставляются налоговые льготы).

Современные хозяйствующие субъекты формируют внутреннюю культуру посредством создания внутренней нормативной документации, регламентирующий процесс создания новшеств.

Согласно действующим Положениям о новшествах (о рационализаторской деятельности) предложение, упрощенно, проходит следующий путь от инициатора к реализации: первый шаг — автором иницируется предложение, второй шаг — проводится экспертиза службами, третий шаг — (в случае согласования) реализация, внедрение.

Давайте внимательнее рассмотрим вторую ступень — оценка рационализаторского предложения.

На современных крупных предприятиях рационализаторский процесс находит отражение, в основном, в части предложений, имеющих экономический эффект. Персонал мотивирован на создание именно таких новшеств, так как существует прозрачная система оценки предложений (расчет внутренней нормы доходности (IRR), индекса доходности инвестиций (PI), сроки окупаемости (простой PP и дисконтированный DPP), а также выплат премии за них. Коммерческий успех, несомненно, важен, однако, есть большое количество примеров новшеств, не имеющих прямого экономического эффекта, но имеющих иную полезность: предложения, связанные с техникой безопасности, снижением аварийности производства, автоматизацией бизнес-процессов, улучшению условий труда, здоровья сотрудников и пр. Оценка этих



рационализаторских предложений сегодня максимально субъективна, и, так как не находит должного внимания со стороны руководства, их создание крайне непопулярно.

Но совершенно очевидно, что каждое предложение имеет различную полезность. Как сравнить два предложения — «Создание компьютерной тренажерной программы для обучения» и «Внедрение штрих-кодирования для учета материальных средств»? Как оценить, если данных для экономического расчета недостаточно (они не дают реального прироста дохода, экономии по ряду статей затрат)?

Как сделать подобную оценку прагматичной, объективной, универсальной, доступной для понимания, охватывающей большинство возможных новшеств, транзитивной, простой в применении?

Для решения поставленной задачи, в результате сведения современной классификации новшеств и рисков, оценки существующих предложений, а также личного опыта (+ литература), с корректировкой в соответствии с приоритетными направлениями в развитии и действующими программами группы Обществ ЮГП, был разработан Метод оценки полезности рационализаторских предложений.

Метод сведен в таблицу, состоящую из 15 параметров (признаков деления). Параметры сформированы как в соответствии с общей классификацией новшеств, так и в соответствии с приоритетными направлениями развития Компании (например — тип воздействия на снижение рисков). По каждому признаку предложения поделены на группы, каждой группе присвоено значение («стоимость») от 1 до 8 в зависимости от того, на сколько приоритетна группа в рамках одного признака, иными словами какую полезность в рамках одного признака принесет предложение. Для определения рейтинга предложения баллы полезности по каждому признаку суммируются, и итоговый показатель рассчитывается как среднеарифметическая величина. На рисунке представлена структура Метода на примере 4-х параметров.

Параметр	Значение параметров	Баллы
1. Степень новизны	Принципиально новое решение, идея	8
	Займствование идеи, своя реализация	★ 4
	Займствование готового решения	1 ★
2. Содержание нововведения	Новая практика	★ 8
	Усовершенствование (модернизация)	5 ★
	Усовершенствование (модификация)	4
	Отмена	3
	Возврат	2
3. Тип новаторства (область знаний и функций)	Производство, технология	8
	Вспомогательное производство	★ 7
	Управление, организация	6 ★
	Экология	5
	Социальные и общественные звенья	4
	Финансы и экономика	3
Юриспруденция, консультации, информация	2	
4. Масштаб охватываемых изменений	Множество предприятий Холдинга	8
	Группа, дирекция, дивизион, блок	★ 6 ★
	Общество одно, локально	4
	Цех, отдел, группа	2

Рис. 1. «Структура Метода оценки рационализаторского предложения»



Метод — универсальный, простой в понимании, применении механизм принятия объективного решения о целесообразности внедрения предложения.

Метод позволяет: определить действительно ли полезно предложение и по каким параметрам определить рейтинги предложений по шкале, понять, в сравнении, какое предложение объективно лучше (выше рейтинг, например при ограниченных ресурсах), отфильтровать «слабые» предложения, дифференцированно подходить к определению вознаграждения за предложение.

Данный проект описывает базовый метод, содержащий оптимальный набор данных для определения полезности предложения, адаптированный под группу предприятий ООО «Юграгазпереработка». Оценочная таблица гибка и может корректироваться согласно стратегическим направлениям развития любого предприятия в соответствии с ожиданиями руководителей, потребностью Компании, собственником, необходимостью стимулировать то или иное направление, отдел и прочим причинам.

Применяя на практике данный метод оценки, предприятие решает часть задач: формирование культурной среды новаций, популяризация инновационной деятельности, ее нормальная адаптация; увеличение качества подаваемых предложений — ориентация на приоритеты Компании; повышение заинтересованности работников в результатах своего труда, понимание их значимости и пр.

В заключении стоит отметить, что данный метод, воистину уникален, аналогов не существует, сроки его внедрения минимальны, затрат не предусмотрено, он гибок и будет полезен всем желающим проявить творческую инициативу.

Усовершенствованное управление процессом. Регулирование методом нечеткой логики

А. И. Селезнев

ООО «Нижевартовский газоперерабатывающий комплекс»

Основной характеристикой существующих автоматизированных систем является устойчивость управления, осуществляемого с помощью них. Речь идет как о системах по всему миру, так и о применяемых на производствах России и нашего округа, в частности. Устойчивость управления, в общих чертах, может оцениваться по количеству событий, происходящих за период времени, где под событиями понимаются сигнализации и ответные действия (манипуляции с помощью клавиатуры и компьютерной мышью) оператора (и прочего технологического персонала). Чем меньше таких действий, тем выше устойчивость управления, а значит более качественным будет ведение технологического режима. Соответственно, нашей задачей является сокращение числа ручных манипуляций персонала и уменьшение количества сигнализаций.

Периодически возникающие события представляют простейший вариант определения причин их происхождения. Но для более точных выводов должен производиться анализ архивных данных за установленный промежуток времени. Для этого предлагается большое количество программ. Для этого при помощи существующих средств автоматизации был разработан небольшой программный пакет анализа событий. Он анализирует все события технологического процесса, используя так называемый принцип «What? Where? When?» (Что? Где? Когда?).

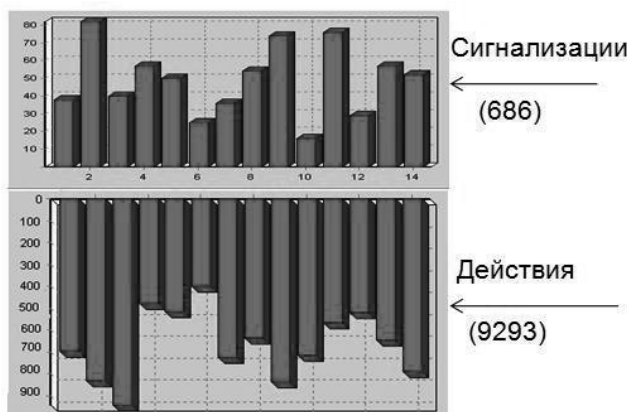


Рис. 1. Анализ событий за две недели

Как видно на рис. 1, после анализа информации только лишь за две недели, было обнаружено большое расхождение в количестве сигнализаций/аварийных сообщений (626) и действий обслуживающего персонала (9293). То есть некое количество сигнализаций порождает неоправданно большое количество ответных действий. Очевидно, что устойчивость управления в такой автоматизированной системе достаточно низкая и есть большой риск развития аварийных ситуаций из-за ошибки обслуживающего персонала.

Таблица 1

Действия персонала

Линейное преобразование	70%
Изменение режима контроллера	20%
Пуск/останов оборудования	5%
Открытие/закрытие заслонок	5%

В табл. 1 приведена статистика всех действий персонала. Согласно этому анализу можно сделать вывод, что большинство действий направлено на линейное преобразование. Это самое распространённое вмешательство человека в работу автоматизированной системы. Например, в момент нестандартной/сложной производственной ситуации, руководствуясь собственным опытом, технологический персонал вручную корректирует управление тем или иным участком технологического процесса. Опытный оператор — знает, как управлять технологическим процессом без какой-либо числовой модели. Это что-то вроде: «вот тут посильней приоткрыть задвижку, тут чуть-чуть понизить температуру, а там добавить больше расхода». То есть оперирует совершенно непонятными для вычислительной машины терминами. Наиболее распространенные и широко применяемые везде автоматические регуляторы — основаны на классической теории управления. Они используют четкую математическую модель и оперируют точными ве-



личинами. Всё это хорошо для простых, монотонных операций. Но на более сложных участках — автоматика зачастую не справляется и человеку приходится вмешиваться в управление технологическим процессом. Такое большое количество ручных манипуляций, несомненно, снижает общий уровень безопасности и стабильности ведения технологического процесса, повышает нагрузку на оператора и увеличивает влияние «человеческого фактора» на производство в целом. Для решения этой проблемы на позициях, где чаще всего наблюдалось вмешательство персонала, предложено к использованию регулирование нечеткой логикой.

Традиционные системы автоматизированного управления технологическими процессами строятся на основе линейных моделей объектов, построенных по некоторым критериям оптимальности.

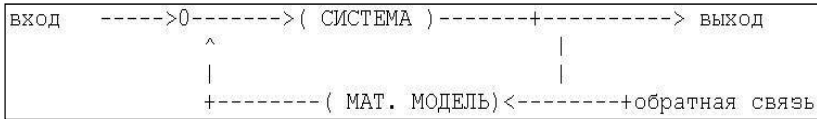


Рис. 2. Теория управления

Классическая теория управления, приведённая на рис. 2., использует математическую модель, чтобы определить связь, которая преобразовывает желательное состояние (запрошенное) и наблюдаемое состояние (измеряемое) системы во вход или входы, которые изменят будущее состояние той системы. Полученные таким образом регуляторы являются оптимальными и устойчивыми по отношению к заложенным в их основу моделям реальных технологических процессов — объектов управления и регулирования. Но большой недостаток этой системы состоит в том, что она обычно принимает, что система, моделируется как линейная или, по крайней мере, ведет себя в некотором режиме, который является монотонной функцией. При увеличении сложности системы становится более трудным сформулировать эту математическую модель. Вообще классическая или булева логика имеет один существенный недостаток — с её помощью невозможно описать ассоциативное мышление человека. Классическая логика оперирует терминами: ИСТИНА и ЛОЖЬ, исключая любые промежуточные значения. Аналогично этому булева логика не признает ничего кроме единиц и нулей. Все это хорошо для вычислительных машин, но попробуйте описать весь окружающий вас мир, исключив из языка любые ответы на вопросы, кроме ДА и НЕТ. В такой ситуации вам можно только посочувствовать. Решить эту проблему и призвана нечеткая логика. Любую физическую величину, для которой нужно иметь больше значений, чем только ДА и НЕТ — можно выразить через лингвистические переменные. Например, если в классической логике описать погоду на улице можно только двумя четкими определениями — например, холодно/не холодно и стандартом определения холода будет «температура ниже +15°C», то +14,99°C будет расцениваться как холод, а +15°C — не будет. То есть машины (компьютеры) не способны проводить такую тонкую градацию и мы получаем системную проблему с такими парадоксами. А в нечеткой логике — температуру на улице можно описать лингвистическими переменными (холодно, чуть тепло, комфортно, и т. д.). Итак, одним из альтернативных методов построения систем управления



и регулирования объектами является использование так называемых контроллеров нечеткой логики. Они создаются программно, с использованием существующих средств автоматизации. Нечеткое управление заменяет роль математической модели на другую, которая строится на ряде небольших правил. Данный подход предполагает использование знаний экспертов об объекте управления, представляемых в виде правил, выраженных на естественном языке (например: **если** давление в емкости очень высокое и температура на входе объекта возрастает, **то** следует уменьшить расход подаваемого реагента). При описании объекта используются лингвистические переменные, определяющие состояние объекта. Функция принадлежности элемента множеству не бинарная (да/нет), а может принимать любое значение в диапазоне от нуля до единицы. Это дает возможность определять понятия, нечеткие по самой своей природе: «прохладно», «чуть теплее», «немного быстрее», «средняя мощность», «клапан чуть приоткрыт» и так далее. То есть программно описать опыт технологического персонала в решении той или иной ситуации, причем на языке, понятном для компьютера. Создается так называемая простейшая нейронная сеть. Нечеткую логику называют также «псевдо-искусственным интеллектом».

Общая структура и принцип действия контроллера нечеткой логики указаны на рис. 3.



Рис. 3. Структура контроллера нечеткой логики

Блок фаззификации преобразует измеренные значения в нечеткие величины, описываемые лингвистическими переменными в базе знаний. Блок решений использует нечеткие условные (если — то) правила, заложенные в базе знаний, для преобразования нечетких входных данных в требуемые управляющие воздействия, которые носят также нечеткий характер. Блок дефаззификации преобразует нечеткие данные с выхода блока решений в четкие величины, и в виде привычных сигналов подаются на исполнительные устройства. Всё это представляет собой программный модуль управления, создаваемый с помощью существующей системы управления.

Данная разработка способствует улучшению управляемости, обеспечивает более оптимальное ведение технологического режима, а именно — позволяет безопасно (под управлением автоматизированной системы) приблизиться к границам технологического процесса (проектной мощности), что позволяет увеличить выход вырабатываемой продукции. А также проект влияет на снижение количества ручных операций технологического персонала при работе с автоматизированными системами управления, что приводит к снижению вероятности человеческой ошибки, снижению разницы в классе обслуживающего персонала и сокращению рисков, связанных с эксплуатацией взрывопожароопасных объектов. То есть в целом, происходит повышение общей безопасности и эффективности производства всего лишь из-за того, что на сложных участках производства компьютер, пусть хоть и отчасти, начинает «думать» как человек.



Разработка и внедрение технологии сейсмического и петрофизического мониторинга при морском разведочном и эксплуатационном бурении

А. Г. Алексеев, М. А. Сибилев, И. Р. Халиуллов, Н. С. Сибилева

ОАО «ЛУКОЙЛ», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

В 2009 году Компания ОАО «ЛУКОЙЛ» приступила к реализации первого в России проекта освоения нефтегазоконденсатного месторождения им. Ю. Корчагина на шельфе Каспийского моря.

В структурном отношении месторождение им. Ю. Корчагина представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания. Основные запасы нефти сосредоточены в нефтяной оторочке в терригенных отложениях неокомского надъяруса нижнего мела, а также в карбонатных отложениях волжского яруса верхней юры. Несмотря на то, что на месторождении проводится эксплуатационное бурение, с точки зрения этапов ГРП проект находится на этапе разведки. В Технологической схеме разработки месторождения им. Ю. Корчагина предусмотрены работы по доразведке в процессе эксплуатационного бурения.

В целях оптимизации работ на региональном, поисковом и разведочном этапах использовался ранее разработанный оптимизированный комплекс методов, который позволил добиться наиболее оптимального расположения скважин, коэффициента извлечения нефти и минимизации риска бурения скважин с низкой производительностью.

Основу оптимального комплекса работ на разведочном этапе составили 3 Д сейсморазведка, бурение, а также методы прогнозирования коллекторских свойств в межскважинном пространстве, геолого-гидродинамического моделирования и мониторинга бурения скважин.

Целью данной работы является — разработка, внедрение и эффективное применение технологии сейсмического и петрофизического моделирования.

Предложенная технология имеет ряд следующих преимуществ: визуализация геологических, геофизических и буровых данных в трехмерной среде; оперативное управление информацией в процессе бурения, предотвращение отклонений от заданной траектории, аварий и встречи стволов; совместная интерактивная работа геологов, геофизиков и буровых инженеров; визуализация данных из широкого спектра баз данных.

Для наилучшего понимания осуществления сейсмического мониторинга важно осмыслить предшествующие данному этапу работы.

Жесткие гидрографические и экологические условия Северного Каспия требуют существенной оптимизации комплекса геолого-геофизических исследований на всех этапах ГРП. Оптимизация геологоразведочных работ подразумевает разработку такого комплекса методов ведения ГРП, который учитывал бы условия и ограничения Северного Каспия, позволял объединять и совмещать этапы ГРП, и, в конечном итоге, был бы направлен на повышение эффективности работ и минимизацию затрат на их проведение. Таким образом, используя комплекс геолого-геофизических данных, а так же опробованные методики комплексирования авторский коллектив приступил к реализации технологии сейсмического и петрофизического мониторинга при



бурении эксплуатационных скважин на месторождении им. Ю. Корчагина, решая задачи, как разработки, так и доразведки месторождения.

Реализация сейсмического мониторинга. Наиболее важным и ответственным моментом проведения сейсмического мониторинга эксплуатационного бурения является подготовка и формирование исходной базы данных сейсмической интерпретации. Важно обеспечить специалисту, осуществляющему мониторинг свободный и оперативный доступ к любой геологической информации, находящейся в базе данных.

Исходная информация для сейсмического мониторинга подразделяется на 2 части: сейсмическая и скважинная.

Привязка отражающих горизонтов к скважинным данным осуществляется двумя способами: с использованием данных вертикального сейсмического профилирования; путем построения синтетических сейсмограмм по данным акустического и гамма-гамма плотностного каротажа (рис. 1).

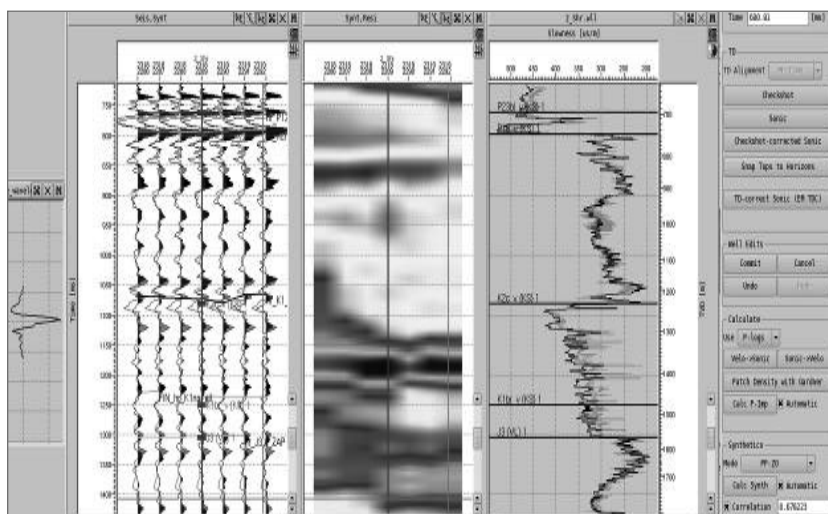


Рис. 1. Пример привязки с использованием автоматизированного рабочего места

Фазовая корреляция горизонтов осуществлялась в полуавтоматическом режиме по соответствующим экстремум осей синфазности. Следующим важным этапом интерпретации данных сейсморазведки 3 Д, необходимой для мониторинга, является выявление и трассирование разрывных нарушений.

Для предварительных структурных построений на площади применяется скоростная модель, опирающаяся на интервальные скорости между выделенными реперами.

Идеологией распределения интервальных скоростей в межскважинном пространстве является набор зависимостей, полученных по данным анализа скоростей, наблюдаемых на изучаемой территории и детально изученных на региональном и поисково-оценочном этапах. Таким образом, по набору вышеприведенных данных были построены скоростные карты, с помощью



которых были проведены преобразования в глубинные разрезы и построены структурные карты.

Полученные глубинно-динамические разрезы (рис. 2) стали основой для сейсмического мониторинга горизонтальных стволов добывающих скважин и позволили определить изменение динамики вдоль горизонтального ствола, связанной с изменением литологического состава горных пород, выявить зоны трещиноватости и получить информацию об углеводородном насыщении.

Конечной точкой на этапе завершения строительства скважины становится геологическая интерпретация результатов сейсмических исследований. Восстанавливается историческая картина формирования осадков, проводится фациальный анализ.

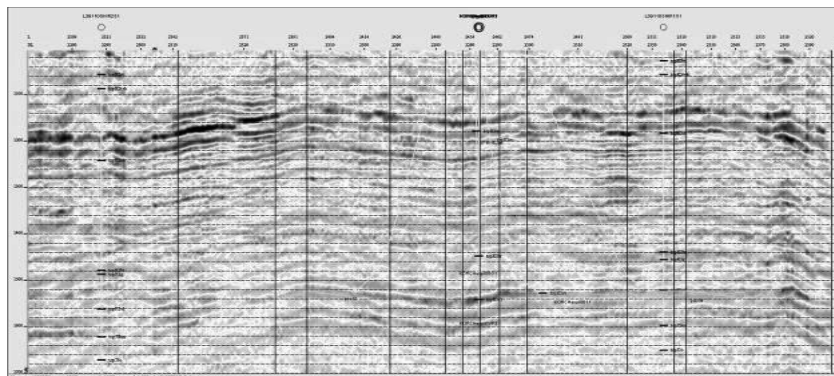


Рис. 2. Глубинно-динамический разрез месторождения им. Ю. Корчагина

Реализация петрофизического мониторинга. Петрофизическое моделирование проведено на основе трёхмерных сеток и литологических моделей неокома и волжского яруса, где построены модели пространственного распределения пористости. Пространственные распределения горизонтальной проницаемости в геологической модели рассчитаны по корреляции пористость– проницаемость.

Для геонавигации сбор исходных данных является не менее важной задачей, чем для сейсмического мониторинга. По данным каротажа сопредельных скважин строится предварительный разрез скважины и моделируются предполагаемые отклики различных приборов каротажа в процессе бурения.

В транспортном стволе эксплуатационной скважины 11 проведена интерпретация результатов ГИС с выделением коллекторов, определением литологии, пористости, водонасыщенности, характера УВ и других петрофизических параметров. Геологическое и петрофизическое сопровождение бурения позволило провести горизонтальную секцию скважины в целевом интервале с оперативным определением петрофизических параметров в процессе бурения (рис. 3). Структурные построения дали дополнительную информацию для уточнения геологической модели. Проведена интерпретация гидродинамического каротажа во время бурения.

Первоначально, цель была провести скважину в 3–4 м от кровли целевого пласта. Горизонтальный ствол закладывался в соответствии с имеющимися



данными по флюидалным контактам. Поэтому были установлены ограничивающие вертикальные отметки (сверху и снизу), которые ствол скважины не должен был пересекать, для исключения риска проникновения в газонасыщенную и водонасыщенную части резервуара. В результате все поставленные задачи выполнены успешно.

Таким образом, используя весь комплекс геолого-геофизических данных строится оптимизированная геологическая модель, на ее основании строится гидродинамическая модель месторождения. Полученная модель используется для расчета продуктивности эксплуатационных скважин. В результате, по разработанному алгоритму осуществляется окончательный гидродинамический расчет, который позволяет определить время прорыва конусов газа и воды, выполнить окончательный дизайн заканчивания скважины, сделать технико-экономический расчет целесообразности применения технологии выравнивания профиля притока.

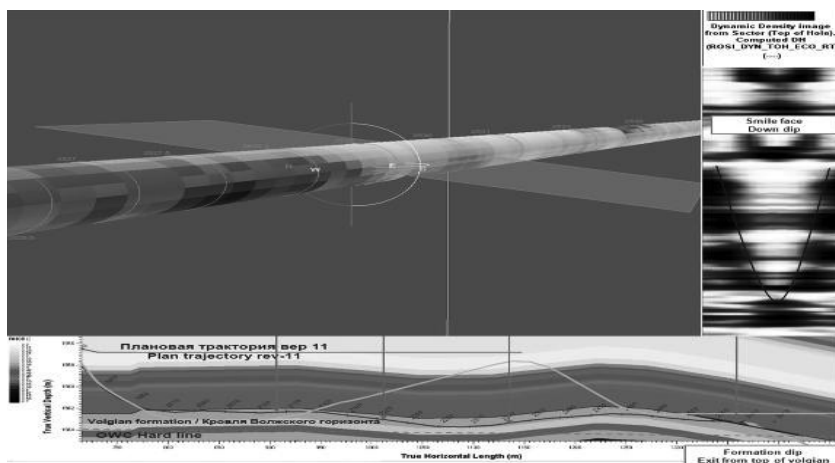


Рис. 3. Визуализация работы геонавигационной системы, проводка горизонтальной секции скв. 11 месторождения им. Ю Корчагина

В тоже время, авторами данной работы обосновано применение ГНКТ для повышения качества освоения скважин. Выполненные расчеты показали, что применение в горизонтальных скважинах месторождения им. Ю. Корчагина ГНКТ позволит проводить промывки стволов скважин с большей скоростью. Преимуществом технологии ГНКТ является то, что помимо собственно промывки ствола технологическим раствором, она дает возможность закачивать в скважину определенный объем азота для создания пониженного гидростатического давления. В итоге возникает эффект притока жидкости, следовательно, обеспечивается процесс вымывания твердых примесей (солевого раствора) из призабойной зоны пласта.

Экономическая эффективность за счет применения сейсмического и петрофизического мониторинга достигается за счет более полного охвата залежи эксплуатационным бурением и вовлечения в разработку большего количества запасов. Разница в геологических запасах, поставленных на баланс



по залежи и запасам, выявленных за счет эффективного применения мониторинга, составила 700 тыс. т. нефти.

Кроме того, за счет оперативной корректировки траекторий скважин будет достигнут более полный охват всех запасов волжского яруса. Это позволит прирастить накопленной добычи нефти в объеме 280 тыс. т. при той же проходке в процессе эксплуатационного бурения.

В результате выполненных исследований авторами разработана и внедрена технология сейсмического и петрофизического мониторинга. На сегодняшний день известно, что данная технология не имеет аналогов за рубежом. Данный аргумент позволяет сделать вывод об уникальности данной технологии.

Классификационная производственная функция комплексного переменного типа Кобба-Дугласа

Е. В. Сиротина
ОАО «Леноблгаз»

Данная работа раскрывает принципиально новые возможности классического подхода исследования предприятия с помощью стандартных производственных функций. Одну из таких альтернатив представляет собой применение в анализе функций комплексных переменных, которые освобождают исследования от узких рамок действительной области вычислений. Производственная функция комплексных переменных является уникальной и не имеет аналогов в области вещественных чисел.

Рассмотрим производственную функцию комплексных переменных следующего вида:

$$G + iC = (a_0 + ia_1)(K_0 + iK_v)^\alpha (L_0 + iL_v)^{1-\alpha}, \quad (1)$$

где G — валовая прибыль; C — издержки; K_0 — основной капитал; K_v — не основной (вспомогательный) капитал; L_0 — труд основных работников; L_v — труд не основных (вспомогательных) работников; a_0, a_1, α — параметры модели.

Причём

$K_0 + K_v = K$ — совокупный капитал;

$L_0 + L_v = L$ — фонд оплаты труда.

Для целей комплексного анализа также может быть весьма полезна экспоненциальная (показательная) форма записи комплексных чисел. Тогда выражение (1) будет иметь следующий вид:

$$e^{u_1 + i\varphi_1} = e^{u_2 + i\varphi_2 + \alpha(u_3 + i\varphi_3) + (1-\alpha)(u_4 + i\varphi_4)}, \quad (2)$$

где

$$u_1 = \ln(\sqrt{G^2 + C^2}); e^{i\varphi_1} = \cos\varphi_1 + i\sin\varphi_1; \varphi_1 = \arctg C/G,$$

где $\varphi_1 \in \left(0; \frac{\pi}{2}\right) \cup \left(\frac{\pi}{2}; \pi\right)$, если $G = 0$ угол $\varphi_1 = \frac{\pi}{2}$; $-G \leq C$; $C > 0$;

$$u_2 = \ln(\sqrt{a_0^2 + a_1^2}); e^{i\varphi_2} = \cos\varphi_2 + i\sin\varphi_2; \varphi_2 = \arctg(a_1/a_0),$$



где $\phi_2 \in \left(0; \frac{\pi}{2}\right) \cup \left(\frac{\pi}{2}; \pi\right)$; $a_1 > 0$; если $a_0 = 0$, то $\phi_2 = \frac{\pi}{2}$;

$$u_2 = (\sqrt{Ko^2 + Kv^2}); e^{i\phi_3} = \cos\phi_3 + i\sin\phi_3; \phi_3 = \arctg Kv/Ko,$$

где $Kv/Ko \geq 0$, $\phi_3 \in \left(0, \frac{\pi}{2}\right)$;

$$u_4 = (\sqrt{Lo^2 + Lv^2}); e^{i\phi_4} = \cos\phi_4 + i\sin\phi_4; \phi_4 = \arctg Lv/Lo,$$

где $Lv/Lo \geq 0$, $\phi_4 \in \left(0, \frac{\pi}{2}\right)$.

Для выражения (1) была проведена проверка выполнимости основных свойств производственной неоклассической функции. Первое и четвертое свойства об отсутствующем роге изобилия и линейной однородности выполняются однозначно, однако 3 и 4 свойства о положительности первой и отрицательности второй производных не имеют однозначной трактовки, в силу чего о неоклассичности можно говорить лишь условно. Данное обстоятельство можно считать достоинством модели, поскольку она не загоняет исследователя в рамки и ограничения, в которых модель не адекватно описывает реальное производство. Анализ коэффициентов производственной функции комплексного переменного, построенной для конкретного предприятия, позволит сделать вывод об эффективности производства [2, 20 с.].

Определённый интерес для исследования представляют коэффициенты эластичности функции.

Комплексные коэффициенты эластичности по капиталу отражают изменение производимого продукта (в %) при увеличении затрат основного или вспомогательного капитала на 1 %, причём действительная часть коэффициента показывает изменение действительной части производимого продукта (т.е. изменение G), а мнимая часть отражает изменение мнимой части продукта (т.е. изменение C):

$$\xi_{Ko} = \frac{Ko}{f} \cdot \frac{df}{fKo} = \frac{\alpha Ko}{Ko + iKv} = \frac{\alpha Ko^2}{Ko^2 + Kv^2} - i \frac{\alpha KoKv}{Ko^2 + Kv^2};$$

$$\xi_{Kv} = \frac{Kv}{f} \cdot \frac{df}{fKv} = \frac{\alpha Kv(Kv + iKo)}{Ko^2 + Kv^2} = \frac{\alpha Kv^2}{Ko^2 + Kv^2} + i \frac{\alpha KoKv}{Ko^2 + Kv^2};$$

Одновременное изменение и основного и вспомогательного капитала на 1 % приводит к изменению действительной части продукта G на α :

$$\begin{aligned} \xi_K &= \xi_{Ko} + \xi_{Kv} = \frac{\alpha Ko^2}{Ko^2 + Kv^2} - i \frac{\alpha KoKv}{Ko^2 + Kv^2} + \frac{\alpha Kv^2}{Ko^2 + Kv^2} + i \frac{\alpha KoKv}{Ko^2 + Kv^2} = \\ &= \frac{\alpha Ko^2}{Ko^2 + Kv^2} + \frac{\alpha Kv^2}{Ko^2 + Kv^2} = \frac{\alpha Ko^2 + \alpha Kv^2}{Ko^2 + Kv^2} = \frac{\alpha (Ko^2 + Kv^2)}{Ko^2 + Kv^2} = \alpha. \end{aligned}$$

Коэффициенты эластичности по труду отражают изменение производимого продукта (в %) при увеличении затрат основного или вспомогательного



труда на 1 %, причём действительная часть коэффициента показывает изменение действительной части производимого продукта (т.е. изменение G), а мнимая часть отражает изменение мнимой части продукта (т.е. изменение C):

$$\xi_{Lo} = \frac{Lo}{f} \cdot \frac{df}{fLo} = -\frac{(\alpha-1)Lo}{Lo+iLv} = -\frac{(\alpha-1)Lo^2}{Lo^2+Lv^2} + i \frac{(\alpha-1)LoLv}{Lo^2+Lv^2};$$

$$\xi_{Lv} = \frac{Lv}{f} \cdot \frac{df}{fLv} = -\frac{(\alpha-1)Lv(Lv+iLo)}{Lo^2+Lv^2} = -\frac{(\alpha-1)Lv^2}{Lo^2+Lv^2} - i \frac{(\alpha-1)LoLv}{Lo^2+Lv^2};$$

Одновременное изменение и основного и вспомогательного труда на 1 % приводит к изменению действительной части продукта G на $(1-\alpha)$:

$$\begin{aligned} \xi_L = \xi_{Lo} + \xi_{Lv} &= -\frac{(\alpha-1)Lo^2}{Lo^2+Lv^2} + i \frac{(\alpha-1)LoLv}{Lo^2+Lv^2} + \left(-\frac{(\alpha-1)Lv^2}{Lo^2+Lv^2} - i \frac{(\alpha-1)LoLv}{Lo^2+Lv^2} \right) = \\ &= -\frac{(\alpha-1)Lo^2}{Lo^2+Lv^2} + i \frac{(\alpha-1)LoLv}{Lo^2+Lv^2} - \frac{(\alpha-1)Lv^2}{Lo^2+Lv^2} - i \frac{(\alpha-1)LoLv}{Lo^2+Lv^2} = \\ &= -\frac{(\alpha-1)Lo^2 + (\alpha-1)Lv^2}{Lo^2+Lv^2} = -(\alpha-1) = 1-\alpha. \end{aligned}$$

При сравнении полученных общих коэффициентов эластичности исследуемой функции с такими коэффициентами функции Кобба-Дугласа получили, что и для функции Кобба-Дугласа, и для исследуемой функции, эластичность производственной системы для капитала равна α , и $(1-\alpha)$ для эластичности по труду.

Для нахождения неизвестных параметров (a_0 , a_1 , α) модели (1) воспользуемся методом наименьших квадратов оценки параметров нелинейных моделей комплексных переменных с комплексными коэффициентами [3]. Для этого уравнение (1) сначала необходимо привести к линейному виду путём логарифмирования левой и правой частей по натуральному основанию:

$$Ln \frac{G+iC}{Lo+iLv} = Ln(a_0 + ia_1) + \alpha \cdot Ln \frac{Ko+iKv}{Lo+iLv}. \quad (3)$$

Для упрощения введём следующие обозначения:

$$g = \frac{G+iC}{Lo+iLv} = \frac{GLo+CLv}{Lo^2+Lv^2} + i \frac{CLo-GLv}{Lo^2+Lv^2} \text{ — по правилу деления комплексных чисел.}$$

С экономической точки зрения получаем комплексный показатель производительности труда. *Производительность труда* — показатель эффективности использования ресурсов труда (трудового фактора).

$$k = \frac{Ko+iKv}{Lo+iLv} = \frac{KoLo+KvLv}{Lo^2+Lv^2} + i \frac{KvLo-KoLv}{Lo^2+Lv^2} \text{ — по правилу деления}$$

комплексных чисел. С экономической точки зрения получаем своего рода комплексный показатель фондовооружённости. *Фондовооружённость труда* — показатель, характеризующий оснащённость работников предприятий сферы материального производства основными производственными средствами.

В дальнейших расчетах будем использовать главные значения логарифмов.



$$\operatorname{Ln}(a_0 + ia_1) = \operatorname{Ln}Ra + i\phi_a = A_0 + iA_1, \quad (4)$$

где $Ra = A_0 = \sqrt{a_0^2 + a_1^2}$ — модуль комплексной переменной определяющего фактора, $\phi_a = A_1 = \arctg \frac{a_1}{a_0}$ — её полярный угол.

С учетом введенных обозначений, модель (3) примет следующий линеаризованный вид:

$$\operatorname{Ln}Rg + i\phi_g = (A_0 + iA_1) + \alpha(\operatorname{Ln}Rk + i\phi_k). \quad (5)$$

Для нахождения коэффициентов данной модели воспользуемся МНК. Критерий МНК примет вид:

$$\begin{aligned} \min F(A_0, A_1, \alpha) = \min & \left(\sum_t (\operatorname{Ln}Rg - (A_0 + \alpha \cdot \operatorname{Ln}Rk))^2 + \right. \\ & \left. + \sum_t (\phi_g - (A_1 + \alpha \cdot \phi_k))^2 \right). \end{aligned} \quad (6)$$

Для нахождения минимума функции (6), необходимо приравнять к нулю первые частные производные функции по переменным A_0 , A_1 и α . Получим следующую систему нормальных уравнений [3]:

$$\begin{cases} \sum_t \operatorname{Ln}Rg = TA_0 + \alpha \sum_t \operatorname{Ln}Rk, \\ \sum_t \phi_g = TA_1 + \alpha \sum_t \phi_k, \\ \sum_t \operatorname{Ln}Rg \cdot \operatorname{Ln}Rk + \sum_t \phi_g \cdot \phi_k = A_0 \sum_t \operatorname{Ln}Rk + A_1 \sum_t \phi_k + \alpha \sum_t (\operatorname{Ln}^2 Rk + \phi_k^2), \end{cases} \quad (7)$$

где T — количество наблюдений, $t = 1, 2, 3, \dots, T$.

Для восстановления параметров модели были использованы статистические данные за временной период с 2002 по 2009 год. Таким образом, на основе выражений (7) была получена следующая система уравнений:

$$\begin{cases} 14,51 = 8 \cdot A_0 + \alpha \cdot 17,97, \\ 6,61 = 8 \cdot A_1 - \alpha \cdot 2,53, \\ 30,66 = 14,51 \cdot A_0 - 2,53 \cdot A_1 + \alpha \cdot 41,52. \end{cases} \quad (8)$$

Для данной системы уравнений было найдено следующее решение:

$$\begin{cases} \alpha = 0,79, \\ A_0 = 0,036, \\ A_1 = 1,0766. \end{cases} \quad (9)$$

Подставляя полученные значения в выражение (4), получим следующие значения параметров a_0 , a_1 :

$$a_0 + ia_1 = e^{A_0 + iA_1} = e^{0,036 + i \cdot 1,0766} = 0,49 + i \cdot 0,91.$$



Следовательно $a_0 = 0,49$ и $a_1 = 0,91$.

Таким образом, модель (1) имеет следующий вид:

$$G + iC = (0,49 + i0,91)(Ko + iKv)^{0,79} (Lo + iLv)^{0,21} \quad (10)$$

В ходе написания работы была разработана методика построения производственной классификационная функции комплексного переменного типа Кобба—Дугласа. Разработанный механизм с достаточной степенью достоверности позволяет производить анализ сложившейся ситуации и разрабатывать ряд практических рекомендаций по управлению дальнейшими направлениями деятельности компании.

Несомненным достоинством модели является универсальность аппарата, что позволяет применять его практически в любой сфере деятельности.

Результаты расчета двухфазной трехмерной фильтрации с использованием программы «Бутан-3D» на примере Карашурского ПХГ

Д. Ф. Сливкова

Филиал ООО «Газпром ПХГ» «Инженерно-технический центр»

В ООО «ВНИИГАЗ» разработана программа трехмерной двухфазной фильтрации жидкости и газа Бутан-3D, которая разрабатывалась с учетом всех нюансов моделирования газовых месторождений и подземных хранилищ газа. Кроме того, программа имеет функцию упрощенного моделирования, что позволяет упростить процедуру подготовки всех исходных для моделирования данных. Работа рассчитывалась на программном продукте Бутан 3D.

Рассмотрим возможности программы Бутан-3D. Программа предназначена:

- для расчета режимов фильтрации в трехмерной области;
- для расчета распределения давления в пласте в случае двухфазной фильтрации;
- для определения распределения давления и насыщенности при условии задания расхода газа в фиксированных узлах сетки (в скважинах);
- для рассмотрения как закачки, так и отбора газа из пласта;
- для представления результатов расчета в коммерческом продукте «Surfer».

Ввод и вывод информации осуществляется в среде MS Excel. Таким образом, тесная взаимосвязь программных продуктов Бутан и Microsoft позволяет быстро и качественно подготавливать исходные данные.

К достоинствам программы можно отнести:

- простота и удобство в использовании;
- возможность корректировки исходной информации;
- скорость вычислений;
- обеспечение достаточной степени точности и самоконтроль за проведением расчетов;
- не требует создания подробной геологической модели (но это достоинство можно, и отнести, как и к недостатку — модель недостаточно детальная и второй недостаток — отсутствие возможности визуализации).



На базе геологической модели Карашурского ПХГ создавалась газодинамическая модель Бобриковского пласта.

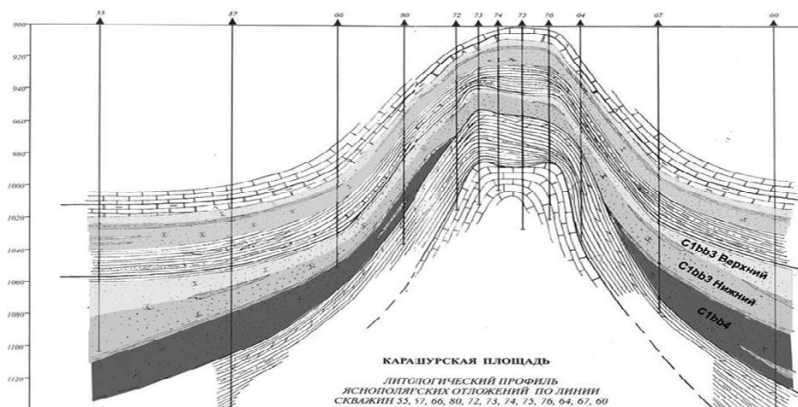
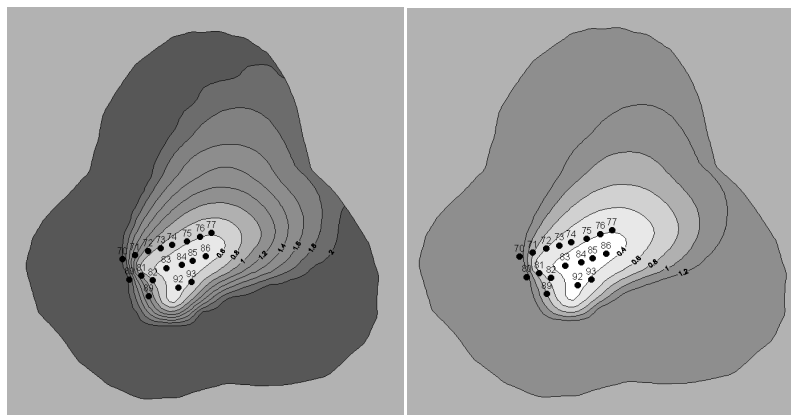


Рис. 1. Представление моделируемых пропластков на профильном разрезе

При моделировании пласт разбивался на 2 зоны: основная и периферийная. Основная зона представляет собой наиболее изученную часть коллектора. Периферийная зона необходима для реализации граничных условий.

В каждой ячейке задаются осредненные данные для расчета:

- начальное давление;
- насыщенность;
- проницаемость;
- пористость;
- геометрия пласта;
- физические свойства пластовых флюидов.



а)

б)

Рис. 2. Варианты задания проницаемости: (а) — по варианту А; (б) — по варианту В



На выходе получаем P и S (по ячейкам), затем эти результаты обрабатываются с помощью программы Surfer, строятся карты газонасыщенности и проводят адаптацию модели — то есть сравнение расчетных и фактических данных.

Была проведена адаптация модели по первым 3 годам эксплуатации ПХГ. По результатам адаптационного моделирования было установлено, что заданная проницаемость в основной и периферийных зонах имеет завышенное значение. Потому проницаемость уменьшили в 1,5 раза.

Вариант А — отражает завышенную версию проницаемости

Вариант В — уменьшили в 1,5 раза.

Дальше стояла задача продолжить расчет до настоящего времени и провести адаптацию модели по варианту В.

Рассмотрим результаты адаптации:

На данных графиках красным цветом — показаны расчетные значения Рпл. давления по программе Бутан-3D; синим цветом — отражаются фактические значения, полученные путем замера непосредственно на ПХГ.

Как мы видим достаточно неплохое совпадение получается рис. 3, 4. Это говорит о том, что полученная модель адаптирована к реальным условиям эксплуатации ПХГ.

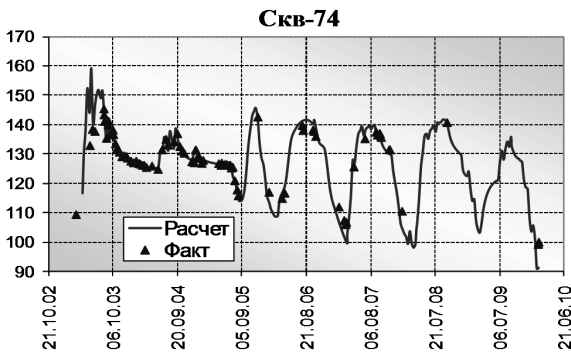


Рис. 3. Результаты адаптации модели по фактическому периоду работы ПХГ (эксплуатационная скважина № 74)

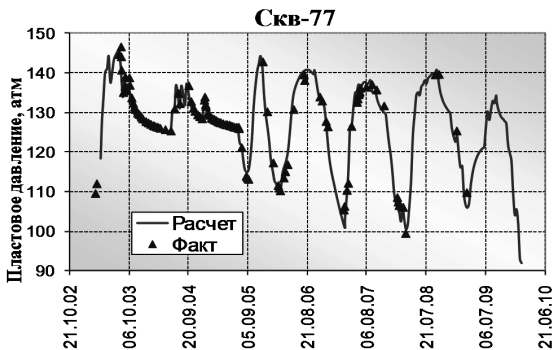


Рис. 4. Результаты адаптации модели по фактическому периоду работы ПХГ (эксплуатационная скважина № 77)



То же совпадение расчетных и фактических данных происходит по наблюдательным скважинам рис. 5, 6.

Так как модель адаптирована ее можно использовать для прогнозных расчетов ПХГ на один год вперед.

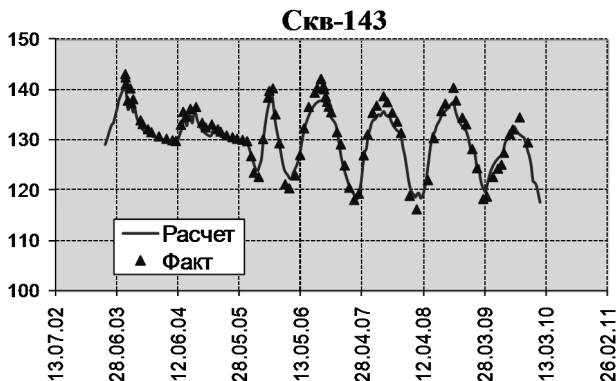


Рис. 5. Результаты адаптации модели по фактическому периоду работы ПХГ (наблюдательная скважина № 143)

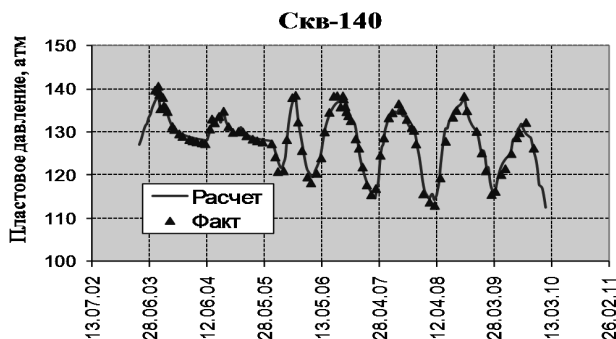


Рис. 6. Результаты адаптации модели по фактическому периоду работы ПХГ (наблюдательная скважина № 140)

По предлагаемой работе можно сделать следующие выводы:

- Проведена адаптация модели по первым 7 годам эксплуатации ПХГ.
- Проведенные газодинамические расчеты показали, что существует угроза распространения газа за пределы структуры в Юго-Западном и Западном направлениях. В этой связи рекомендуется усилить контроль за растеканием газа наблюдательными скважинами, либо изменить соотношение активного и буферного газа, что было проделано в прогнозных расчетах.
- По результатам адаптационного моделирования было установлено, что модель адаптирована для расчета прогноза развития ПХГ на один год вперед.



Рекомендации

Программный продукт Бутан-3D нужно использовать на начальной стадии моделирования, когда нет достаточной информации об объекте, для уточнения пластовых параметров, для экономии времени расчетов и, конечно же, экономически выгодно использовать недорогой продукт, нежели Eclipse, Roxar и т.д.

В конечном итоге необходимо прибегать к коммерческим продуктам, упомянутым выше, так как в них имеется достаточно функций и опций для дальнейшей работы с моделью, чего нет в Бутан-3D. Хочется отметить, что в программе, на которой проводились расчеты, есть доступ к алгоритму программы, и в дальнейшем эта программа будет совершенствоваться и обрастать новыми возможностями.

Снижение рисков при бурении и разработке месторождений путем уточнения геологического строения усовершенствованным методом сейсмических инверсионных преобразований

В. Н. Смирнов

ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр»

Современный этап развития отечественной нефтедобывающей отрасли характеризуется весьма высокими уровнями добычи нефти, определяемыми крупными и крупнейшими месторождениями. Большинство этих месторождений характеризуются относительно простым геологическим строением. Они находились в разработке с 60–70-х годов прошлого века и в настоящее время вступили в зрелую стадию разработки и постепенно снижают свой потенциал. В настоящее время прирост сырьевой базы, как правило, связан с открытием и вовлечением в разработку залежей сложного геологического строения, имеющих высокую степень неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Сложность строения перспективных отложений накладывает особые требования на качество используемого материала и его интерпретацию. Наиболее важное значение приобретают площадные сейсмические исследования.

Для многих нефтегазодобывающих компаний планы поддержания и роста уровней добычи нефти связаны с освоением новых нефтедобывающих районов в Восточной Сибири, на полуострове Ямал и на юге Тюменской области. Для залежей нефти этих районов характерны многие признаки трудно-извлекаемых запасов углеводородов.

Отмечается, что разработка запасов месторождений полуострова Ямал осложнена проявлениями многолетнемерзлых пород, требующих применения специальных технологий строительства скважин и их нестандартных конструкций. Также, многолетнемерзлые породы, чередующиеся с зонами растепления, осложняют обработку данных сейсмических съемок, могут привести к структурным и динамическим искажениям сейсмической записи.

Залежи нефти на юге Тюменской области, приуроченные к терригенным отложениям пласта Ю1 васюганской свиты, характеризуются сложной конфигурацией строения, высокой неоднородностью распространения ФЕС, прерывистостью и расчлененностью продуктивной толщи, существованием



тектонических экранов и зон с полной гидродинамической разобшенностью и разными уровнями ВНК. С точки зрения обработки результатов сейсмических исследований этот район имеет свою специфику. Обширное развитие болот обуславливает присутствие торфяников верхового типа, которые являются жестким фильтром высоких частот. Поэтому, независимо от уровня высочастотных компонент сейсмического сигнала на входе в торфяной пласт, уровень тех же компонент на выходе пласта остается незначительным по величине на всех временах регистрации. Это может приводить к искажениям возбуждаемых и регистрируемых сейсмических импульсов, к искажению динамических характеристик сейсмической записи и оказывать негативное воздействие на результаты последующей интерпретации.

Месторождения Восточной Сибири характеризуются неоднородностью изменения ФЕС по площади и разрезу месторождения, наличием вторичной пористости (засоление коллекторов) и необходимостью выделения классов коллекторов по данным ГИС с последующим построением петрофизических моделей. Особую разновидность в этом типе разрезов образуют разрезы с трапповыми интрузиями, которые являются экраном для прохождения упругих сейсмических колебаний также как и наличие торфяно-болотных отложений на юге Тюменской области осложняют последующую обработку полевых материалов.

Недоступность нефтяных залежей для непосредственного изучения и, как следствие, непрерывное изучение продуктивных толщ месторождений и постоянное накопление данных и знаний о структурах залежей, о распределении ФЕС и текущих запасов углеводородов в разрезах скважин и в межскважинных пространствах, обуславливают цикличность процесса проектирования разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений (рис. 1). Чем более

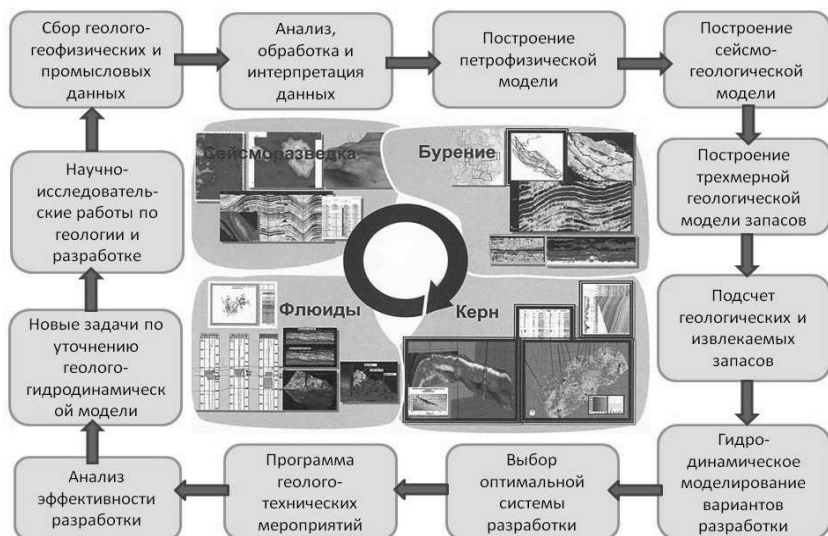


Рис. 1. Циклический процесс обработки геолого-геофизической и промысловой информации: от сбора данных до проектных решений по разработке месторождений углеводородов



надежными являются получаемые данные и знания, тем более обоснованными и рентабельными могут быть проектные решения по разработке залежей углеводородного сырья и тем меньше требуется циклов доизучения залежей и уточнения проектных решений. Особенно сильно степень изученности залежей и месторождений влияет на проектные решения на начальных этапах освоения месторождений, когда структура продуктивных толщ месторождений и изменчивость ФЕС определяется, в основном, в результате интерпретации данных сейсмических исследований и бурения разведочных скважин.

Применение совершенствованных подходов к обработке и интерпретации сейсмических материалов — таких, как инверсионные преобразования сейсмических данных, позволяет уточнять геологическое строение изучаемых отложений и создавать улучшенные геологические и геолого-гидродинамические модели. Сейсмическая инверсия (акустическая) является обращением или пересчетом наблюдаемого сейсмического волнового поля в акустический импеданс — произведение скорости сейсмической волны на плотность горной породы. Получаемые кубы импеданса лишены негативных эффектов сейсмической записи, позволяют уточнять границы геологических тел, выделять маломощные объекты, и отражают непосредственно характеристики изучаемой среды. Все это позволяет даже для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами предлагать рентабельные проектные решения по их разработке.

Качество временных сейсмических разрезов, а, следовательно, и применимость получаемых при их интерпретации сейсмогеологических и геологических моделей зависит как от условий проведения сейсмической полевой съемки, так и от того, насколько на стадии обработки полевого материала удалось учесть искажающих влияние разнообразных факторов. Среди подобного рода факторов выделяют: топографические условия, литологические вариации в верхней части разреза, мощность зоны малых скоростей и/или многолетнемерзлых пород, вариации по площади энергии и импульса источника, высокочастотный шум (к примеру, ветер), когерентный шум (поверхностные волны, кратные волны и т.п.), шумы и искажения приемного тракта, поглощение сейсмической энергии изучаемой средой, вариации в геометрии сейсмической системы наблюдения и т.д..

Одним из наиболее важных параметров является выдержанность характеристик сейсмического импульса по площади исследований. Особое влияние используемые сейсмические импульсы могут оказать на результат инверсионных преобразований. Перекачка энергии из главного экстремума в боковые лепестки импульса приводит к привносу в восстанавливаемые кривые распределения импеданса среднечастотной составляющей, а несоответствие фазового спектра может приводить к восстановлению, на границах толстых, в сейсмическом отношении пластов, несуществующих пропластков. Подобного рода эффекты наблюдаются в случае, если на стадии обработки данных полевой съемки параметры сейсмических импульсов по площади не были приведены к единому виду, а на этапе инверсионных преобразований использован импульс, который по своим характеристикам не соответствовал абсолютно каждой сейсмической трассе. Все это может привести к неверной структурной и динамической интерпретации данных сейсмических съемок.

Сильные вариации характеристик импульса отмечаются в транзитных зонах проведения сейсмических съемок, когда при переходе «суша-мелководье» меняют используемые источники и приемники упругих сейсмических



колебаний, а также при сейсмических съемках в наземных условиях и при наличии резких скоростных неоднородностей в верхней части разреза (ЗМС, ММП). Также искажение динамических характеристик волнового поля наблюдается под газовыми залежами.

Не всегда подобного рода эффекты являются устраненными. В результате на временных разрезах можно наблюдать зоны негеологического изменения динамических характеристик временных разрезов. К примеру, на рисунке 2, на карте комплексного параметра (программа «Spectrum Qualifier», авторы Смирнов В. Н., Новокрешин А. В., Девятка А. П., Регистрация в ФАП СО РАН №РР11003 от 11.03.2011 г.), который включает в себя информацию о пиковой частоте импульса и ширине его спектра на заданном уровне (использован уровень 0,7 нормированного на «1» спектра), в юго-западной части изучаемой площади выделяется зона пониженных частот. Данная зона соответствует заболоченным торфяным областям, которые оказали негативное влияние на характеристики возбуждаемых и регистрируемых упругих колебаний. Ведь, как известно, неконсолидированные отложения являются фильтром высоких частот, отличаются высокими коэффициентами поглощения и фильтрующее действие полуторакиллометровой толщи терригенных отложений меньше, чем действие четырех-пятиметрового слоя торфяных отложений.



Рис. 2. Построенная частотная карта комплексного параметра и космоснимок изучаемого месторождения

Наличие подобного рода аномалий свидетельствуют о не приведенных на стадии обработки параметров сейсмического импульса к единому по площади виду. Использование в таких случаях единого импульса на стадии инверсионных преобразований, в соответствии со стандартным подходом, приведет к некорректному восстановлению распределения импеданса и, как следствие, неточно выполненной структурной интерпретации, неверному прогнозу ФЕС и построению, не отражающих реальное строение среды, геологических моделей. Понятно, что принятые в соответствии с построенной геологической моделью месторождения, управленческие решения могут привести к негативному результату.

С целью устранения влияния отмеченных факторов на результат инверсионных преобразований, разработан алгоритм построения куба



переменного импульса — ELVI, Estimation of Laterally Variable Impulse (авторы Смирнов В.Н., Девятка А.П. Регистрация в ФАП СО РАН №PR11008 от 25.03.2011 г.). Построенный куб используется при инверсионных преобразованиях в пакете Jason Geoscience Workbench 8.0 (компании Fugro-Jason). Эффективность данного подхода доказана и оценена на смоделированных данных с имитацией эффекта влияния боковых отложений. По результатам восстановления распределения акустического импеданса в области, с искаженными динамическими характеристиками сейсмической записи, подход с применением алгоритма ELVI привел к более точному восстановлению распределения акустического импеданса, в сравнении с другими протестированными методами. Рассчитанная эффективность составила от 207 % (в сравнении с результатом использования импульса по скважине Well1, которая пространственно располагается в области с неискаженным сейсмическим волновым полем) до 637 % (в сравнении с подходом по интерполированию импульсов по всем трем скважинам в модельном проекте).



Рис. 3. Результат восстановления распределения акустического импеданса в точке скважины Well4, синим — исходная модель, красным — результат восстановления: 1 — с импульсом по скважине Well1, 2 — с импульсом по скважине Well2; 3 — с переменным интерполированным по скважинам импульсом; 4 — с переменным импульсом ELVI

Заключение

Ввиду возрастающего интереса к поиску сложных, малоразмерных и, зачастую, неантиклинальных ловушек углеводородов, а также ввиду необходимости уточнения геологического строения известных месторождений, возрастают требования к точности получаемых прогнозов распространения границ и ФЭС залежей в межскважинном пространстве. Одними из наиболее востребованных в последние годы являются процедуры инверсионных преобразований. Между тем, площадные искажения динамических харак-



теристик сейсмической записи, ввиду различного рода причин, зачастую не удастся устранить на стадии обработки данных полевых сейсмических съемок. В результате, ввиду вариации искажений динамических характеристик сейсмической записи по площади и использования единого импульса, не отражающего данные вариации, получаемый прогноз распределения импеданса в разрезе не является корректным, последующая интерпретация результатов и создаваемая по ее результатам геологическая модель — низкого качества. В данной работе предлагаются авторские программные разработки, решающие данную проблему, путем использования алгоритма построения переменного по площади импульса, что приводит к более точному восстановлению пространственного распределения импеданса. Предлагаемый подход, ввиду положительных результатов, должен войти в практику сервисных геофизических и нефтегазодобывающих компаний, занимающихся сейсмическими инверсионными преобразованиями, что позволит строить более точные модели месторождений, снизит риски при бурении новых скважин и принятии управленческих решений. Однако, ввиду своей новизны и малого количества примеров его применения, подход требует дальнейшего развития и совершенствования.

Обустройство термокарстового месторождения с транспортом продукции по мультифазному трубопроводу

Е. И. Соболев
ОАО «НОВАТЭК»

Целью работы является принципиальная оценка и выработка основных технических решений для применения мультифазного транспорта продукции с Термокарстового месторождения.

В рамках работы произведена оценка схемы транспорта и подготовки продукции, подобран диаметр трубопровода, рассмотрены основные риски эксплуатации мультифазного трубопровода, проведена сравнительная экономическая оценка различных вариантов обустройства.

Успешная реализация проекта будет способствовать началу широкого применения мультифазного транспорта, что позволит вовлечь в разработку удаленные месторождения с небольшими запасами, добыча на которых сейчас считается нерентабельной. В свою очередь это увеличит денежные поступления в бюджеты всех уровней и даст импульс к развитию и освоению новых территорий, а также развитию удаленных поселков Крайнего севера. (в конкретном примере — п. Красноселькуп).

Работа носит характер концептуальной стадии, по результатам которой возможно принятие инвестиционного решения по проекту обустройства Термокарстового месторождения.

Разработка данного проекта была вызвана низкими показателями экономической эффективности обустройства Термокарстового месторождения по ранее рассматриваемым вариантам, включая вариант с сайклинг-процессом и с традиционной разработкой месторождения на истощение с раздельным транспортом продукции.



Одновременно, с низкой экономической эффективностью разработки на ближайшем к Термокарстовому месторождению — Ханчейском, разрабатываемым ОАО «НОВАТЭК», наблюдается недозагруженность мощностей по подготовке газа. В настоящее время из-за простоя технологической линии подготовки апт-сеноманского газа производительностью 7,5 млнм³/сут. перерабатываемые мощности Ханчейской УКПГ используются лишь на 58 % своих возможностей.

Основная идея проекта — снизить объем капитальных вложений за счет строительства всего одного трубопровода, а также исключения объектов подготовки газа на Термокарстовом месторождении при одновременной дозарядке простаивающих мощностей на Ханчейской УКПГ.

Краткое описание проекта

На Термокарстовом месторождении газоконденсатная смесь от скважин поступает в сепараторы-разделители, где из нее отделяется механические примеси, водометанольный раствор и конденсат (предварительная подготовка). Водометанольный раствор низкой концентрации проходит соответствующую подготовку и закачивается в поглощающую скважину.

На установке предварительной подготовки будут расположены склад метанола с насосной, площадка переключающей арматуры, горизонтальный факел, площадка сепаратора-разделителя, дизельная электростанция, блок-бокс операторной, вертолетная площадка. Основное назначение предварительной подготовки — контроль работы газосборных коллекторов и отделение воды для снижения расхода метанола, требуемого для мультифазного трубопровода. Количество обслуживающего персонала — минимально, 4–6 человек в смену.

Конденсат из разделителей и газ из сепаратора направляются, соответственно, на вход насосной и компрессорной, дожимаются до требуемого давления и направляются по мультифазному трубопроводу на Ханчейскую УКПГ (схема транспорта и подготовки продукции).

Возможно применение мультифазной насосной, однако требуются дополнительные исследования работы мультифазных насосов при режимах снижения объема жидкости на входе насоса из-за снижения конденсатного фактора со временем.

Оценочные параметры мультифазного трубопровода:

- Длина — 180 км
- Труба 530×14, Ру10 МПа
- Перепад высот — 35 метров
- Рабочее давление — 10 МПа
- Минимальное давление в конечной точке — 20 атм.
- Температура на входе — 20 °С
- Температура на выходе — (-13) °С
- Минимальный расход — 1 млн м³/сут.

На Ханчейской УКПГ газоконденсатная смесь поступает в пробколовители, после чего нестабильный конденсат направляется в буферные емкости для последующего транспорта на УДК ВТСМ, а газ дожимается и направляется в технологические нитки для дальнейшей подготовки до товарного качества.

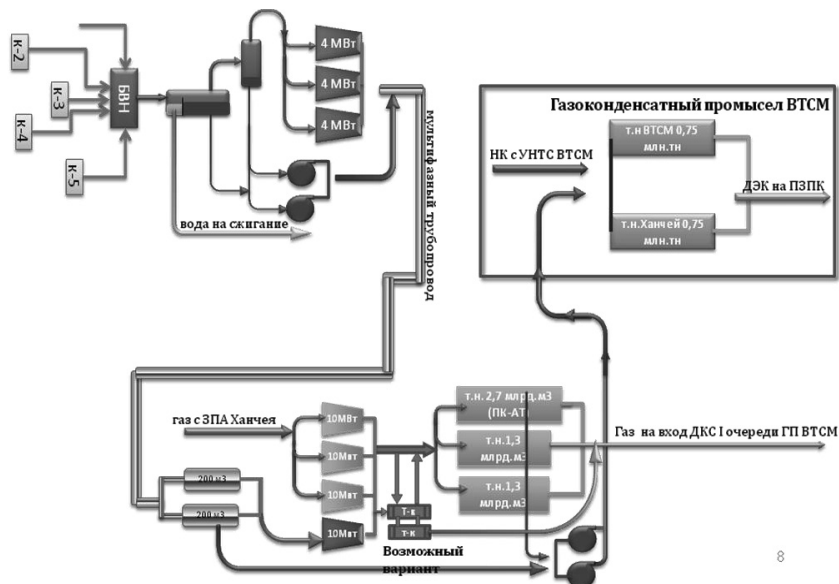


Рис. 1. Схема транспорта и подготовки продукции

Мировой опыт мультифазного транспорта

Наиболее значимые мировые проекты многофазного транспорта



Экономическая эффективность проекта:

- Значительное снижение капитальных затрат (на 32% по сравнению с вариантом сайклинг-процесса и на 21% по сравнению с традиционным методом разработки).
- Получение чистого дисконтированного дохода в объеме 2,95 млрд рублей, при этом вариант сайклинг и отдельный транспорт имеют отрицательный дисконтированный доход (расчет велся с учетом инфляционных ожиданий).



При этом:

- Простой срок окупаемости проекта 6,5 лет с момента пуска месторождения в эксплуатацию.

Выводы

Предварительные финансово-экономические показатели проекта позволяют начать более углубленное изучение возможности мультифазного транспорта продукции с Термокарстового месторождения с привлечением специализированных организаций, имеющих опыт работ в данной области.

Автоматизация управления эффективностью деятельности предприятия

Е. Н. Сорвина

НФ ООО «РН-Информ» в г. Нефтеюганске

Для принятия эффективных управленческих решений в условиях динамичного развития рыночной экономики предприятию требуется целостная система информационного обеспечения, объективно отражающая положение компании на рынке.

В том или ином виде Система управления эффективностью уже существует во всех компаниях, потому что всегда есть свои стандарты, в которых зафиксированы требования к персоналу и выполняемым работам. Точно так же во всех компаниях есть процессы управления эффективностью. Все менеджеры, так или иначе, занимаются планированием и контролем работы, оценивают своих подчиненных по результатам работы и ставят перед ними цели на будущее. Другой вопрос — насколько эффективно они это делают и насколько эти процессы увязаны с существующими в компании стандартами.

Для того, чтобы решить эти задачи, компаниям необходимо внедрить Систему Управления Эффективностью. Она должна стать инструментом Руководства компании, направленным на автоматизацию организационных и управленческих рабочих процессов, и основывающимся на оценке ключевых показателей эффективности деятельности.

Основными целями создания системы являются:

- повышение эффективности и результативности деятельности структурных единиц и компании в целом;
- снижение временных затрат на выполнение процедур сбора, хранения и обработки информации по ключевым показателям эффективности по всем направлениям деятельности;
- формирование единой информационной площадки для решения вопросов, связанных с эффективностью деятельности.

Метод оценки результатов работы на основе ключевых показателей эффективности на сегодняшний день является наиболее популярным в большинстве российских и западных компаний, так как предоставляет индикаторы успешности деятельности конкретных сотрудников, отделов, департаментов и измеряются в количественном (время, количество единиц продукции, объем прибыли, процент брака) или качественном выражении (уровень компетентности, качество обслуживания).



При использовании системы ключевых показателей эффективности можно всего на одной странице увидеть систему индикаторов, свидетельствующих о развитии и состоянии компании. Важно, что Руководитель компании, внедривший такую систему, получает не формальный отчет о прибылях и убытках, а систему управления прибыльностью и рентабельностью, в которой все показатели отчета о прибылях и убытках будут учтены по-своему, с помощью более правильных алгоритмов. Нельзя сказать, что информация, которая содержится в балансовых формах, в системе игнорируется. Просто, эти показатели представляются в другой последовательности, по-другому структурированными, более точно соответствующими бизнесу, сгруппированными, настроенными с учетом действенности. Балансовые формы, конечно, никто не отменяет, но их необходимо перенастроить. Эти формы одни для всех — строителей, нефтяников, продавцов, производителей. Для Руководителя важно, чтобы в его компании была разработана система, которая подходит для его бизнеса.

В идеале, система ключевых показателей эффективности должна состоять из набора индикаторов разных типов, позволяющих отслеживать финансовые и операционные параметры деятельности компании на различных временных горизонтах, так как важно учитывать не только финансовые показатели (прибыль, выручка, производительность), но и другие, такие, как удовлетворенность клиентов, степень лояльности клиентов, текучесть кадров и другое. В частности, американские профессора Дэвид Нортон и Роберт Каплан предлагают оценивать деятельность предприятия по четырем «координатам»:

- финансы;
- внутренние бизнес-процессы;
- клиенты;
- персонал (обучение и развитие).

На практике многие предприятия используют не всю систему ключевых показателей эффективности, а лишь те ее части, которые характеризуют ключевые области деятельности этого предприятия. Некоторые же компании, наоборот, помимо четырех «координат» вводят дополнительные.

Разрабатывать ключевые показатели одновременно и трудно, и легко. Просто нужно стоять на реальной почве и принимать решения, руководствуясь не только теорией, но и здравым смыслом. Необходимо понять, каков удельный вес каждого показателя, как часто этот показатель должен измеряться (ежемесячно, раз в квартал или ежегодно).

Система управления эффективностью на основе ключевых показателей представляет широкие возможности, например, можно выводить различные показатели, набор показателей является динамическим: может меняться их состав, количество и представление на экране. Для каждого показателя можно посмотреть не только его текущее значение, но и динамику за нужный период времени. Также имеется возможность детализации показателя в нескольких разрезах и получения отчетов в любой форме. Для большей наглядности результаты представляются в виде различных диаграмм с цветовыми выделениями (рис. 1), например, показатели, по которым фактическое значение лучше планового, закрашиваются зеленым цветом, а по которым хуже — красным.

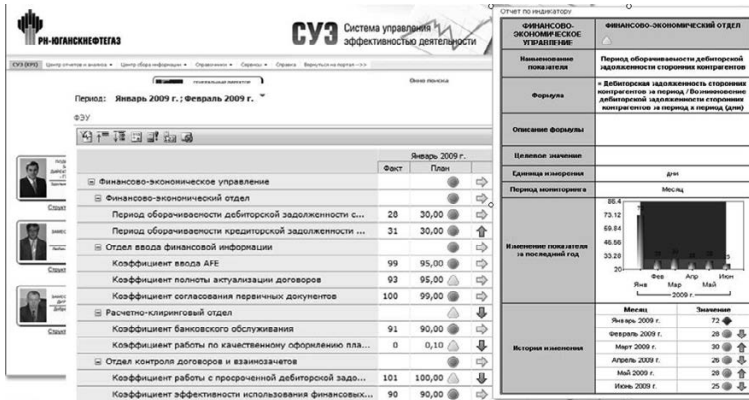


Рис. 1. Пример функциональных блоков системы

Основное преимущество систем KPI в том, что процесс принятия решений сводится к анализу данных, которые доступны в любой момент и представлены в заранее утвержденном формате. Система особенно эффективна в крупных компаниях розничной торговли, которые имеют разветвленную сеть. В таких компаниях наиболее ярко представлены все уровни распределения и центры ответственности: центры затрат (административные отделы, головной офис), прибыли (вплоть до каждого торгового отдела), инвестиций (новые проекты). С точки зрения бизнес-процессов представлены производство, логистика, закупки, посреднические услуги и собственно сама торговля. Система показателей дает возможность Руководителю видеть различия в работе филиалов и предсказывать трудности. Постоянно сравнивая и анализируя результаты деятельности каждого подразделения, можно довольно точно прогнозировать тенденции развития бизнеса в целом. Для большей эффективности помимо общепринятых показателей каждой компании необходимо выработать еще и собственные. Это связано со спецификой бизнеса и с целями, которые определяет собственник. Кроме того, на базе предлагаемой системы можно выстроить систему мотивации персонала.





Система управления эффективностью, ориентированная на цели компании, включает в себя все: от видения общих перспектив до индивидуальных конкурентных стратегий, а также описание и контроль мероприятий с использованием сбалансированных ключевых показателей эффективности.

Какие компании должны внедрять у себя KPI, зависит от конкретного рынка. Многим компаниям, у которых идет высокая конкурентная борьба на рынке, приходится задумываться о внедрении KPI, а наиболее крупным — заниматься этим безотлагательно.

Нефинансовые инструменты повышения инвестиционной привлекательности компании

А. В. Стукова, К. В. Ульянова
ОАО «НОВАТЭК»

Предлагаемый проект-рационализаторское предложение может позволить повысить инвестиционную привлекательность Компании за счет нефинансовых факторов. Была выявлена взаимосвязь уровня устойчивого развития и инвестиционной привлекательности. По нашему мнению, уровень корпоративной устойчивости (далее «КУ») Компании напрямую зависит от качества взаимодействия со всеми заинтересованными сторонами, непрерывного характера мероприятий по их информированию и, как следствие, качества отчетности в области устойчивого развития. Наше предложение заключается в создании постоянно действующего Рабочего Комитета для налаживания конструктивных связей внутри Компании и со всеми заинтересованными сторонами и координации всех внутренних и внешних мероприятий в области корпоративной социальной ответственности, охраны труда, окружающей среды и промышленной безопасности.

В ходе проведенного исследования выявлено, что при увеличении уровня КУ риск инвестиций в Компанию снижается. Таким образом, внедрение данного предложения может привести к росту капитализации ОАО «НОВАТЭК» на 16% или \$4,1 млрд (на 27.09.2010).

Инвестиционная привлекательность Компании зависит от финансовых и нефинансовых показателей деятельности. В последнее время международным инвестиционным сообществом поднимаются вопросы устойчивого развития (корпоративной устойчивости), включающие в себя нефинансовые факторы: корпоративную, социальную ответственность, способность управлять рисками, возникающими в результате экономических, экологических и социальных явлений. Под корпоративной устойчивостью понимается такой подход к ведению бизнеса, который позволяет сохранить динамику роста акционерной стоимости в долгосрочной перспективе.

В связи с необходимостью анализа нефинансовых показателей и оценки КУ компаний разработаны стандарты отчетности в области устойчивого развития — GRI (G3) и AA1000 и используются индексы устойчивости (DJ Sustainability Index, FTSE 4 Good и др.). Все это позволяет инвесторам сравнить между собой компании.

GRI (G3) Глобальная инициатива по отчетности создана «Коалицией за экологически ответственный бизнес» с целью разработать, пропагандиро-



вать и распространять общепринятый подход к отчетности, отражающей экономическую, экологическую и социальную результативность организаций. Во всем мире более 1000 компаний различных секторов экономики используют Руководство при подготовке отчетности в области УР.

Серия стандартов AA1000 разработана Институтом социальной и этической отчетности (Institute of Social and Ethical Accountability — «AccountAbility»), Основными принципами серии AA1000 являются *существенность* (понимание существенных для заинтересованных сторон тем), *вовлеченность* (вовлечение основных заинтересованных сторон путем их информирования и получения обратной связи), *реагирование* (реакция и ответ компании на интересующие вопросы).

Заинтересованные стороны (далее «ЗС») — это отдельные люди, группы людей/организации, интересы которых затрагиваются функционированием либо результатами деятельности Компании.

Отчетность в области УР рассматривается в рамках подхода «отношения с ЗС», в особенности с инвесторами, акционерами, персоналом компании, потребителями и сообществом регионов деятельности. Нефинансовая отчетность представляет собой не только обработку полученной информации и непосредственное написание отчета о результатах отчетного периода, это инструмент и результат деятельности по взаимодействию с ЗС и является непрерывным процессом.

Анализ взаимосвязи уровня КУ и инвестиционной привлекательности компаний

Проанализировано 20 компаний-аналогов мира. Перечень компаний был взят из ежедневного обзора рынка нефтегазового сектора, подготавливаемого Управлением по связям с инвесторами. Цель анализа — определение уровня КУ на основании публично раскрываемой информации: годовые отчеты, отчетность в области устойчивого развития, веб-сайты компаний, опубликованные внутренние регулирующие документы.

На базе критериев (индекс DJSI, оценка КУ компаний Goldman Sachs и Standard&Poor's (S&P); нефинансовых индексов и показателей отчетности GRI) разработана анкета экспертной оценки, в которую включены следующие разделы (всего 80 критериев):

- корпоративное управление;
- управление, развитие персонала;
- вовлечение заинтересованных сторон;
- охрана окружающей среды, труда и промышленная безопасность;
- корпоративная культура, наличие и соблюдение кодекса деловой этики;
- управление рисками;
- корпоративное гражданство.

Рассчитан индекс качественной экспертной оценки:

$$L_{\text{компания}} = \sum_{i=1}^{80} k_i,$$

где $L_{\text{компания}}$ — показатель КУ компании; k_i — критерий оценки, который может принимать значения «0» — полностью не соответствует критерию, «0,5» — частично соответствует или «1» — полностью соответствует; i — номер критерия по порядку.



В результате проведенного анализа «НОВАТЭК» получил 42 балла из максимально возможных 80, а все компании можно условно разделить на две группы (График 1):

1. «Выше НОВАТЭКа» (выше 42 балла): практически все компании группы имеют максимальный уровень применения GRI A+, отчитываются по стандартам AA1000 и включены в индекс DJSI.

2. «Ниже НОВАТЭКа» (ниже 42): большинство не применяют стандарты AA1000 и GRI или соответствуют минимальному уровню C+.

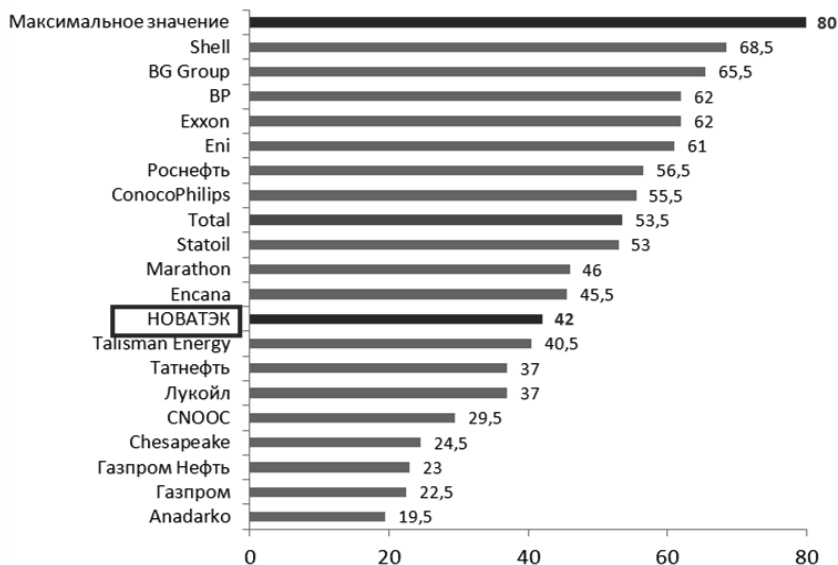


График 1. Оценка корпоративной устойчивости (в баллах) на 15.07.2010

Для сравнения двух групп компаний проанализирована стоимость акционерного капитала каждой компании (один из основных показателей риска инвестиций в компанию) на 1 июля 2008 года, перед началом падения фондового рынка, связанного с кризисными явлениями в экономике США и, как следствие, мировой экономике. Кризис является аномальным явлением для рынка и не отражает действительную картину. На сегодняшний день существенное влияние на стоимость акционерного капитала компаний оказывают страновые риски, что мешает адекватно сравнить компании.

Стоимость акционерного капитала определялась на основании данных информационной системы Bloomberg Professional по следующей формуле:

$$CE_{\text{компании}} = RF + MR \cdot \beta,$$

где $CE_{\text{компании}}$ — стоимость акционерного капитала; RF — безрисковая ставка; MR — премия за рыночный риск; β — показатель волатильности акций компании.

В результате анализа выявлена взаимосвязь уровня КУ и стоимости капитала (График 2): при увеличении показателя экспертной оценки стоимость капитала уменьшается.

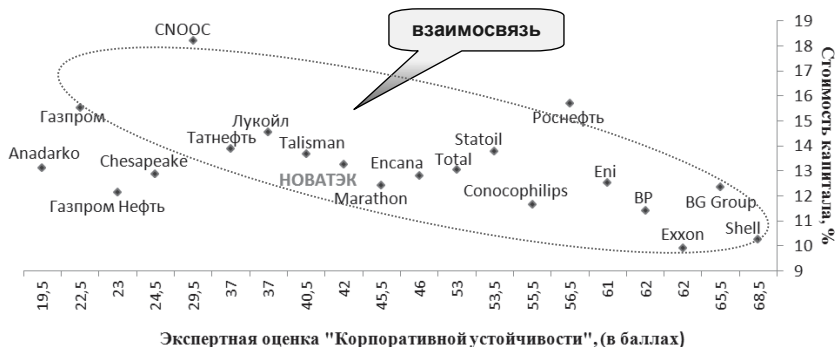


График 2. Стоимость акционерного капитала (Источник: Bloomberg Professional)

На что влияет показатель стоимости акционерного капитала?

Оценка справедливой стоимости акций и Компании осуществляется на основе дисконтирования денежных потоков. Рост справедливой стоимости может быть достигнут следующими способами:

- Изменение операционных показателей: уровень добычи, цены реализации, себестоимость, транспортные расходы, налоговая нагрузка и пр.
- Снижение ставки дисконтирования: расчет средневзвешенной стоимости капитала учитывает стоимость акционерного капитала, определяющего степень рискованности инвестиций.

Чем выше КУ Компании — тем ниже стоимость акционерного капитала и ставка дисконтирования.

Чем ниже ставка дисконтирования — тем выше справедливая стоимость акций Компании.

Проведен анализ изменения стоимости акций компаний в докризисный и кризисный периоды, в целях которого были созданы индексы: «А» группы «выше НОВАТЭКа»: Encana, Exxon Mobile, Shell, BG Group, Total; «В» группы «ниже НОВАТЭКа»: Anadarko, Chesapeake, CNOOC, Татнефть и Газпром.

(Источник: Bloomberg Professional)



График 3. Анализ динамики котировок компаний на фондовом рынке



Как видно на графике 3 компании индекса «А» до кризиса 2008 года и во время кризиса вели себя более устойчиво, компании индекса «В» оказались более восприимчивы к изменениям и показали экстремальное падение во время кризиса (до 70%). Чем выше корпоративная устойчивость компании (по оценке публично доступной информации), тем выше доверие инвесторов и инвестиционная привлекательность компании.

Оптимизация деятельности в области УР и подготовки нефинансовой отчетности

В настоящее время «НОВАТЭК» готовит отчеты в области УР в соответствии со стандартами GRI:

1. Отчет ОАО «НОВАТЭК» в области устойчивого развития на территории РФ 2004–2005 гг.: первая попытка Компании в области подготовки нефинансовой отчетности, уровень применения стандартов GRI не определен, опубликован только на русском языке.

2. Отчет ОАО «НОВАТЭК» в области устойчивого развития на территории РФ 2006–2007 гг.: уровень применения стандартов GRI C+ (верифицирован), опубликован на двух языках.

Для оптимизации и налаживания конструктивных связей с ЗС и координации всех внутренних и внешних корпоративных мероприятий Компании предлагается создание постоянно действующего Рабочего Комитета (далее — Комитет), в составе 11–12 человек и единого информационного пространства.

Цель Комитета: координация деятельности Компании в области корпоративной социальной ответственности, охраны труда, окружающей среды и промышленной безопасности, информирование общественности о результатах, подготовка нефинансовой отчетности Компании и организация регулярных диалогов.

Состав Комитета (держатели информации и участники процесса взаимодействия с ЗС): Департамент по работе с персоналом; Департамент по связям с общественностью; Управление социального развития; Департамент перспективного развития и стратегического планирования; Юридический департамент; Управление внутреннего аудита; Управление экологии, промышленной безопасности и охраны труда; Управление по связям с инвесторами.

Создание единого информационного пространства с каталогом-классификатором на сервере с ограниченным доступом для участников процесса и правом внесения и дополнения информации позволит:

- своевременно реагировать на изменение внешней информационной среды и адаптироваться;
- планировать проведение мероприятий с вовлечением ЗС;
- регулярно обновлять корпоративный сайт.

Подготовительный этап работы Комитета:

1. Создание Рабочего Комитета в составе 11–12 человек.
2. Анализ международных стандартов, определение существенных ЗС и разработка групп показателей эффективности, применимых для отражения деятельности Компании по направлениям устойчивого развития.
3. Разработка регламента Рабочего Комитета: разграничение ответственности участников, определение порядка сбора и анализа информации, порядка проведения мероприятий с ЗС, подготовки публичных материалов и т.д.



4. Разработка анкет (таблицы показателей, открытые вопросы) для регулярного сбора и обработки информации (минимум 1 раз в квартал).

5. Создание карты ЗС.

Основной этап работы Комитета:

1. Ведение карты ЗС (мониторинг прессы, мероприятий, пресс-релизов и официальных заявлений руководства Компании).

2. Планирование и проведение внешних и внутренних встреч и других корпоративных мероприятий в форме «диалогов».

3. Регулярный сбор и обработка информации (минимум 1 раз в квартал).

4. Регулярное обновление информации раздела «Устойчивое развитие».

5. Мониторинг, координация и интеграция всех процессов в области устойчивого развития.

6. Активное взаимодействие с дочерними предприятиями, организация внутрикорпоративных конференций и семинаров.

7. Инициирование проектов по совершенствованию внутренних процессов Компании и развитию новых направлений в области устойчивого развития.

8. Оценка результативности проводимых мероприятий, создание концепции, подготовка и согласование отчета.

Эффективность предлагаемого решения

Затраты компании на внедрение данного решения:

1. Затраты на модернизацию сайта компании.

2. Затраты на привлечение консультантов.

3. Дополнительные затраты труда и времени участников процесса (членов РК).

4. Затраты на поощрение участников РК: материальная/нематериальная мотивация.

Ожидаемые результаты внедрения данного решения:

1. Повышение уровня корпоративной устойчивости и уровня доверия инвесторов.

2. Повышение узнаваемости компании и повышение лояльности ЗС; более глубокое понимание бизнеса и привлечение внимания более широкой аудитории.

3. Качественный анализ и внутреннее совершенствование компании.

4. Сокращение сроков выпуска нефинансовой отчетности почти в 3 раза (в течение 3–4 месяцев вслед за отчетным периодом).

Экономический эффект

В соответствии с исследованием поведения российских ценных бумаг во время кризиса, проведенного Merrill Lynch, уменьшение премии за рыночный риск на 1% приведет к росту стоимости акций в среднем на 15%. По расчетам компании рост справедливой стоимости акции «НОВАТЭКа» составит 16% (график 4).

На 27.09.2010

Цена акции = \$8,45 (LSE)

Капитализация = \$25,66 млрд

При уменьшении премии за рыночный риск на 1%

Цена акции + \$1,35 на одну акцию

Капитализация + \$4,1 млрд

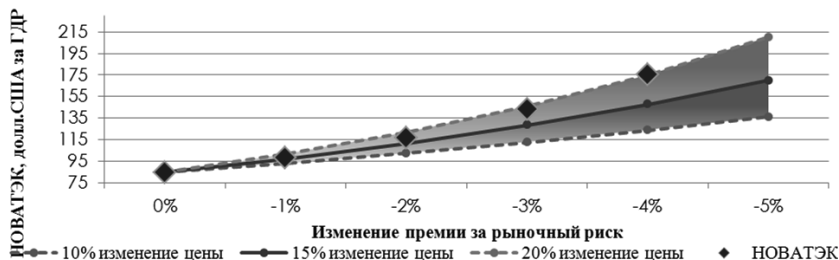


График 4. Чувствительность акций «НОВАТЭКа» к изменению премии за рыночный риск

Усовершенствованная схема установки для изучения альтернативных источников энергии

П. Е. Хвостик

ООО «РН-Приморский НПЗ»

Сложившиеся проблемы в энергетической сфере России и мира являются весьма актуальными, это связано с тем, что развитию и росту экономики развитых и развивающихся стран сопутствует увеличение потребления топливно-энергетических ресурсов. По оценкам экспертов потребление энергии к 2050 году с учетом тех темпов развития, которые наблюдаются сейчас, вырастет в два раза. А вместе с ним и спрос на энергетические ресурсы, поэтому с каждым годом необходимо увеличивать производство энергии. Одним из рациональных путей увеличения является использование альтернативных источников. Большинство месторождений являются не возобновляемыми и они постепенно иссякают, в результате чего человечеству приходится разрабатывать труднодоступные месторождения, что приводит к увеличению роста стоимости добытого ископаемого. Наряду с проблемами мирового запаса углеводородного топлива и ростом цен на него существуют проблемы загрязнения окружающей среды и возникшего в результате этого глобального потепления. Это еще одна из причин, которая является не маловажной для активного развития альтернативной энергетики. В связи с этим на международном уровне проводятся съезды и конференции, принимаются решения. Так в 1992 году создана рамочная конвенция ООН об изменении климата (РКИК), к ней разработан дополнительный документ — Киотский Протокол. По состоянию на 26 марта 2009 Протокол был ратифицирован 181 страной мира, в том числе и Россией (совокупно ответственными за более чем 61 % общемировых выбросов).

Россия обладает едва ли не самыми большими национальными запасами топливно-энергетических ресурсов, занимает одно из первых мест в мире по годовой добычи нефти, является общепризнанной энергетической сверхдержавой, обладающей крупнейшими запасами природного газа. Имея такое звание и завоевав лидирующее мировое положение в области традиционных энергоресурсов, государству необходимо развивать альтернативные варианты энергообеспечения, в частности, использование нетрадиционных,



возобновляемых, источников для того, чтобы занять одну из первых позиций в развитии этой отрасли. Это повлечет увеличение мощности экономики страны и будет способствовать независимости от традиционных видов топлива, проблемы с которыми испытывают отдаленные регионы России.

Учитывая высокую актуальность и потребность в развитии альтернативного теплоснабжения, разработан и реализован проект научно-исследовательской установки на базе солнечных коллекторов и теплового насоса. Цель разработки заключается в том, чтобы увеличить эффективность существующей схемы системы солнечного теплоснабжения на базе солнечных коллекторов в часы слабой активности солнечной энергии. Это послужит увеличению производимой тепловой энергии от альтернативного источника и снижению ее себестоимости, а также снижению потребления традиционного углеводородного топлива.

Для достижения поставленной цели предложен вариант усовершенствованной тепловой схемы, установки на базе солнечных коллекторов и теплового насоса с возможностью использования низкой плотности солнечной радиации как источника низкотемпературной среды для теплового насоса (рис. 1).

Тепловая схема установки выполнена таким образом, что контур солнечных коллекторов и контур теплового насоса завязаны на общий бак-аккумулятор горячей воды. Это позволяет работать такой системе в двух режимах. Первый режим — режим прямого нагрева бака-аккумулятора: теплоноситель, греющая среда, нагревается в солнечных коллекторах и поступает непосредственно в бак-аккумулятор, где через теплообменник, вмонтированный в бак, отдает свою теплоту нагреваемой среде. Такой режим является рабочим, когда плотность солнечной энергии велика и ее достаточно, чтобы создавать на поверхности тепловоспринимающей панели солнечных коллекторов температуру, которая бы отличалась от температуры нагреваемой среды минимум на 10^0 С, в результате чего в контуре солнечных коллекторов нагнетателем поддерживается циркуляция. Второй режим называется косвенным, во время работы такого режима плотность солнечной радиации низка и температура тепловоспринимающей поверхности должна отличаться от температуры в баке аккумуляторе минимум на 5^0 С. При таком режиме греющая среда через трехходовой клапан поступает на источник теплового насоса, тот в свою очередь преобразует низкопотенциальную энергию в более высокую, затрачивая при этом электрическую. Небольшая скважина в схеме необходима для сброса излишней тепловой энергии в период повышенной инсоляции. Эффективность работы такой установки гораздо выше — это связано с тем, что эффективность производительности теплового насоса зависит от параметров среды, поступающих к нему из источника, и чем выше температура среды, тем выше коэффициент преобразования тепловой энергии. Низкотемпературный теплоноситель, нагретый слабым потоком солнечной радиации, является отличным источником для теплового насоса. Совместная работа оборудования осуществляется автоматическими контроллерами и релейными модулями по заданному в программе алгоритму, позволяя своевременно изменять режимы работы, тем самым повысив уровень энергосбережения установки. Учитывая зависимость количества поступающей солнечной радиации от географического положения, целесообразнее данную схему установки использовать в южных регионах центральной России, Забайкалья, Сибири, Дальнего востока.



Для представленной установки разработана методика проведения эксперимента, на основе которой составлено программное обеспечение, позволяющее при помощи ЭВМ осуществлять диспетчеризацию и мониторинг всех составляющих системы солнечного теплоснабжения, производить построение графиков, экспортировать полученные данные в другие файлы стандартных форматов. Проведенные на установке исследования активности солнечной энергии, температурных и количественных параметров сред, а также выполненный аналитический обзор технических возможностей солнечных коллекторов, наиболее развитых в РФ типов, позволяет определить коэффициенты преобразования низкопотенциальной теплоты при различных режимах работы в различный период суток и года.

В период исследования произведен аналитический обзор технических решений и систем, использующих солнечную энергию для целей теплоснабжения, описаны теоретические основы процессов теплообмена при работе разработанной схемы установки и методика проведения эксперимента, его обработка, а также произведено уточнение поступающей энергии, дана практическая реализация, выполненная в проекте здания «Умный дом». Представлена научная новизна, практическое значение и учебно-методическая ценность.

В ходе проведения работы:

- уточнены значения по поступлению солнечной радиации, в условиях города Владивостока;
- определены температурные параметры среды, устанавливающие границы работы режимов в разработанной схеме.

Полученные результаты эксперимента позволяют судить об эффективности и рациональности использования предложенной усовершенствованной схемы установки по изучению альтернативных источников энергии.

Программное обеспечение «ЛУКОЙЛ-Энерго»

А. А. Чуляев

ООО «ТД «Энергосервис»

Необходимость более точного определения величины потерь электроэнергии в сетях

Расчет за электроэнергию на оптовом рынке электроэнергии ведется по границам балансовой принадлежности (точки поставки), в то время как приборы учета электроэнергии чаще всего установлены не на границе балансовой принадлежности. Для расчетов на оптовом рынке приводят точки учета к точкам поставки, для этого необходимо учитывать потери электрической энергии, указанные в методике выполнения измерений.

В настоящее время потери электрической энергии для предприятий Группы «ЛУКОЙЛ» считаются с помощью фиксированного коэффициента. Данный метод расчета считается усредненным. Переход от усредненного расчета потерь электроэнергии к расчету потерь для конкретной электрической цепи всегда ведет к снижению затрат конечного потребителя на оплату электроэнергии, т.е. предприятий Группы «ЛУКОЙЛ».

Программное обеспечение «ЛУКОЙЛ-Энерго» позволяет в автоматизи-



рованном режиме определять величину потерь электроэнергии на участке электрической цепи согласно формулам, описывающим данный участок и добавлять эту величину к получасовым значениям фактического электропотребления, таким образом, приводя точки измерения к точкам поставки.

Математическая модель

Потери в ТСН:

$$\Delta W_{A_TCH} = 0,365 \cdot T_n + 1,97 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{(W_{A140/2}^2 + W_{P140/2}^2)}{T_n};$$

$$\Delta W_{P_TCH} = 2,6 \cdot T_n + 4,5 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{(W_{A140/2}^2 + W_{P140/2}^2)}{T_n}.$$

Потери в трехобмоточном трансформаторе:

$$\Delta W_{A1T(HH)} = 6,41 \cdot 10^{-6} \times \frac{[(W_{A140/3} + W_{A140/2} + \Delta W_{A_TCH})^2 + (W_{P140/3} + W_{P140/2} + \Delta W_{P_TCH})^2]}{T_i};$$

$$\Delta W_{P1T(HH)} = 2,95 \cdot 10^{-5} \times \frac{[(W_{A140/3} + W_{A140/2} + \Delta W_{A_TCH})^2 + (W_{P140/3} + W_{P140/2} + \Delta W_{P_TCH})^2]}{T_i};$$

$$\Delta W_{A1T(BH)} = 6,98 \cdot 10^{-7} \cdot \left\{ \frac{(W_{A140/3} + W_{A140/2} + \Delta W_{A1T(HH)} + \Delta W_{A_TCH})^2}{T_i} + \frac{(W_{P140/3} + W_{P140/2} + \Delta W_{P1T(HH)} + \Delta W_{P_TCH})^2}{T_n} \right\};$$

$$\Delta W_{P1T(BH)} = 9,74 \cdot 10^{-6} \cdot \left\{ \frac{(W_{A140/3} + W_{A140/2} + \Delta W_{A1T(HH)} + \Delta W_{A_TCH})^2}{T_i} + \frac{(W_{P140/3} + W_{P140/2} + \Delta W_{P1T(HH)} + \Delta W_{P_TCH})^2}{T_n} \right\};$$

$$\Delta W_{A1T(XX)} = 14,0 \cdot T_n; \quad \Delta W_{P1T(XX)} = 75,0 \cdot T_n.$$



Потери в линии:

$$\Delta W_{A_ВЛ} = \left\{ \frac{(W_{A140/3} + W_{A140/2} + \Delta W_{A_1T(HH)} + \Delta W_{A_1T(BH)} + \Delta W_{A_1T(XX)} + \Delta W_{A_TCH-1})^2}{T_n} + \frac{(W_{P140/3} + W_{P140/2} + \Delta W_{P_1T(HH)} + \Delta W_{P_1T(BH)} + \Delta W_{P_1T(XX)} + \Delta W_{P_TCH-1})^2}{T_n} \right\} \times 3,19 \times 10^{-8},$$

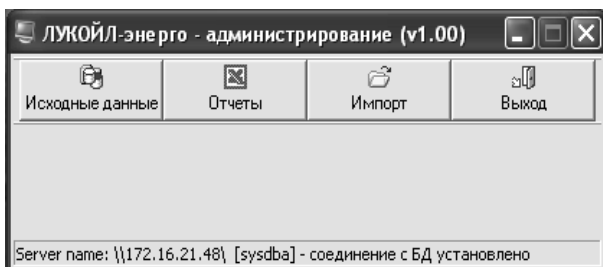
где T_n — интервал времени.

Цель создания программного обеспечения

Программное обеспечение «ЛУКОЙЛ-Энерго» (далее — ПО) предназначено для ведения базы данных (БД) по точкам учета электроэнергии предприятий группы «ЛУКОЙЛ», загрузки из xml-макетов 80020 значений почасового электропотребления и хранения их в БД, а также для автоматизации процесса расчета и добавления величины потерь к почасовым значениям фактического электропотребления согласно введенным формулам.

Дополнительно, ПО предназначено для анализа накопленных данных электропотребления в кВт*ч в различных временных разрезах, а также для формирования отчетов о фактическом электропотреблении в формате xls (excel) по точкам учета.

Внешний вид программы



На форме «Исходные данные» производится ввод исходных данных, а именно — наименование объектов и точек учета, коды точек учета и формулы для расчета потерь. Форма «Отчеты» предназначена для формирования отчетов по точкам учета, а также для просмотра электропотребления для расчетных групп и формирования макетов 80020, 80040, 80050, 51070. Форма «Импорт» предназначена для импорта исходных данных (точки учета, кодировка) и для импорта данных по электропотреблению из макетов 80020 и 80040.



Исходные данные

Выберите дату: 20.11.2008

Добавить Изменить Удалить Обновить Выход

Наименование: Ввод 6 кВ №1
 Код макета: 80020
 Код макета: 80040
 Формула (расч. потери): $dVa_1 + dVa_2 + tm1 + dVa_2$

Каналы измерений:
 Удельная группа
 Удельная группа
 Разветвленная группа
 Разветвленная группа

Данные для расчета потерь

Организация	Объект	Точка учета	Вид измерений	Наименование переменной	Значение
000 "ЛЮКОЙЛ-ПЕРМЬ"	Полазна ПС Шенети	Ввод 6 кВ №1	потребление АКТИВ. ЭН. (Tr	0,50000
000 "ЛЮКОЙЛ-ПЕРМЬ"	Полазна ПС Шенети	ТОН 0 4 кВ	потребление АКТИВ. ЭН. (W/a182	
000 "ЛЮКОЙЛ-ПЕРМЬ"	Полазна ПС Шенети	Ввод 6 кВ №2	потребление АКТИВ. ЭН. (W/a183	
000 "ЛЮКОЙЛ-ПЕРМЬ"	Полазна ПС Шенети	Ввод 6 кВ №1	потребление РЕАКТИВ. ЭН. (W/p184	
000 "ЛЮКОЙЛ-ПЕРМЬ"	Полазна ПС Шенети	ТОН 0 4 кВ	потребление РЕАКТИВ. ЭН. (W/p182	
000 "ЛЮКОЙЛ-ПЕРМЬ"	Полазна ПС Шенети	Ввод 6 кВ №2	потребление РЕАКТИВ. ЭН. (W/p183	
5,67*Tr+2,09*10 ⁻⁷ (W/a182+W/a183-dVa_1+tm1) ² +W/p182+W/p184					
			dVa_2	5,67*Tr+2,09*10 ⁻⁷ (W/a182+W/a183-dVa_1+tm1) ² +W/p182+W/p184	
			dVa_tm1	0,365*Tr+1,37*10 ⁻⁷ (W/a182+W/a183-dVa_1+tm1) ² +W/p182+W/p184	
			dVp_tm1	2,07*Tr+4,5*10 ⁻⁷ (W/a182+W/a183-dVa_1+tm1) ² +W/p182+W/p184	

Организация: 000 "ЛЮКОЙЛ-ПЕРМЬ"; Объект: Полазна ПС Шенети; Точка учета: Ввод 6 кВ №1

Расчетные группы

Выберите дату: 07.03.2009

Потребление Печать в excel Макеты Расчет групп Выход

Добавить Изменить Удалить Обновить

Организация	Комментарии	Пер	Наименование	Комментарии	Знак
5107001					
80020					
80040					
80050					
80040	иск. данные				
excel					
Всего: 0					
Точки учета, виды измерений					
Объект	Точка учета	Вид измерений	Знак		
П.С. Буйская	ВЛ-110кВ Буйская	Горж. отдача АКТИВ. ЭН. (кВтч)	-		
Всего: 1					

Форма «Расчетные группы» служит для создания групп, в состав которых входят точки учета с последующим формированием отчетов по этим группам.

Нажав на кнопку «Макеты» можно сделать отчет по выбранной группе точек учета в формате xml файлов (80020, 80040, 80050 и 51070) с целью их предоставления в ОАО «АТС» и смежным субъектам оптового рынка электроэнергии.

Для добавления потерь электроэнергии к получасовым значениям фактического потребления электроэнергии необходимо нажать кнопку «Расчет групп» и выбрать пункт «Расчет потерь».

Для формирования xml макетов 80040 по точкам учета не вошедшим в АИИС КУЭ существует форма «80040 исходные данные».



В поле «Фактическое потребление» вводится месячный объем электропотребления по каждой точке учета, после чего система формирует xml макеты 80040 за соответствующий месяц. При этом макеты формируются согласно требованиям регламентов ОАО «АТС».

Организация	Объект	Точка учета	Канал измерений	Плановое потребление	Фактическое потребление	Дата начала действия	ранний срок агрук
000 "ЛУКОЙЛ-Западная Си ТПП Когалым пс Инга		Инга-01 ввод-1 10кВ КТПН 1	потребление АКТИВ. ЭН.	100 000,00000	100 000,00000	01.03.2009	<input type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-Западная Си ТПП Когалым пс Инга		Инга-09 ввод-2 10кВ КТПН 1	потребление АКТИВ. ЭН.	100 000,00000	100 000,00000	01.03.2009	<input type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-Западная Си ТПП Когалым пс Инга		Инга-09 КТПН-10/0,4кВ ОМТ	потребление АКТИВ. ЭН.	100 000,00000	100 000,00000	01.03.2009	<input type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-Западная Си СПС 19		ВЛ-10кВ 19-03 на КТПН-10/0	потребление АКТИВ. ЭН.	100 000,00000	100 000,00000	01.03.2009	<input type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-Западная Си СПС 19		ВЛ-10кВ 19-09 на КТПН-10/0	потребление АКТИВ. ЭН.	100 000,00000	100 000,00000	01.03.2009	<input type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-Западная Си СПС 19		ВЛ-10кВ 19-10 на КТПН-10/0	потребление АКТИВ. ЭН.	100 000,00000	100 000,00000	01.03.2009	<input type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-Западная Си СПС 31		ВЛ-6кВ 31-04 КТПН-6/0,4кВ	потребление АКТИВ. ЭН.	100 000,00000	100 000,00000	01.03.2009	<input type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-Западная Си СПС 31		ВЛ-6кВ 31-04 КТПН-6/0,4кВ	потребление АКТИВ. ЭН.	100 000,00000	100 000,00000	01.03.2009	<input type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-Западная Си СПС 31		ВЛ-6кВ 31-08 КТПН-6/0,4кВ	потребление АКТИВ. ЭН.	100 000,00000	100 000,00000	01.03.2009	<input type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-Западная Си СПС 31		ВЛ-6кВ 31-08 КТПН-6/0,4кВ	потребление АКТИВ. ЭН.	100 000,00000	100 000,00000	01.03.2009	<input type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-Западная Си СПС 31		ВЛ-6кВ 31-08 КТПН-6/0,4кВ	потребление АКТИВ. ЭН.	100 000,00000	100 000,00000	01.03.2009	<input type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-Западная Си СПС 32		ВЛ-6кВ 32-04 КТПН-6/0,4кВ	потребление АКТИВ. ЭН.	100 000,00000	100 000,00000	01.03.2009	<input type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-Западная Си СПС 32		ВЛ-6кВ 32-15 КТПН-6/0,4кВ	потребление АКТИВ. ЭН.	100 000,00000	100 000,00000	01.03.2009	<input type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-Западная Си СПС 32		ВЛ-6кВ 32-16 КТПН-6/0,4кВ	потребление АКТИВ. ЭН.	100 000,00000	100 000,00000	01.03.2009	<input type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-Западная Си СПС 32		ВЛ-6кВ 32-16 КТПН-6/0,4кВ	потребление АКТИВ. ЭН.	100 000,00000	100 000,00000	01.03.2009	<input type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-Западная Си СПС 32		ВЛ-6кВ 32-16 КТПН-6/0,4кВ	потребление АКТИВ. ЭН.	100 000,00000	100 000,00000	01.03.2009	<input type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-Западная Си СПС 32		ВЛ-6кВ 32-16 КТПН-6/0,4кВ	потребление АКТИВ. ЭН.	100 000,00000	100 000,00000	01.03.2009	<input type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-Пермьнефте СПС 35-В ЦРП-4		ж/дН11 КЛ-6кВ ввд. В/4	отдача АКТИВ. ЭН. (кВтч)	328 080,00000	328 080,00000	01.03.2009	<input checked="" type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-Пермьнефте СПС 72-02		ТП-59 6/0,4кВ РП-72-02 шпг-	отдача АКТИВ. ЭН. (кВтч)	69 000,00000	69 000,00000	01.03.2009	<input type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-Пермьнефте Частный дом Гребенок		Ввод 0,4кВ в ЧД Гребенок	потребление АКТИВ. ЭН.	363 000,00000	363 000,00000	01.03.2009	<input type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" Полазна ПС Уньва		ввд.№26 ЗРЧ Беляя Пашня	отдача АКТИВ. ЭН. (кВтч)	94 130,00000	94 130,00000	01.03.2009	<input checked="" type="checkbox"/>
000 "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" Полазна ПС Каменилозская		ТП ОАО Уралсибспецстрой	потребление АКТИВ. ЭН.	6 004,00000	6 004,00000	01.03.2009	<input type="checkbox"/>
Всего: 65				608 339,00000	608 339,00000		

Список организаций					
Наименование	ИНН	Код макета 5107	КПО код макета 5107	Энергосбытовая организация	ИНН (малые присоединения)
Башкирэнерго	0275000990	PTDOMES7	330070	Башкирэнерго	
ВНПЗ	3400002100	PTDOMES1		ТД Энергосервис	
НОРСИ	5200000300	PTDOMES4		ТД "Энергосервис"	5200000300
000 "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь Лои	7200000900	PTDOMES5		ТД Энергосервис	7200000801
000 "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь"	7200000800	PTDOMES6		ТД Энергосервис	7200000801
000 "ЛУКОЙЛ-Пермьнефтеоргсинтез	5900002500	PTDOMES3	330070	"ТД "Энергосервис" (ПНОС)	5900002500
000 "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"	5900001300	PTDOMES7	330070	ООО "Торговый дом "Энергс"	5900001301
000 "Саратоворгсинтез"	6400002100	PTDOME10	330070	ТД Энергосервис (Саратов)	6400002101
000 "ТД "Энергосервис" (ООО "ЛУИ"	5900000101	PRUSGD50	330070	Русэнергообл	
Пермьнефтегазпереработка - группа	0000000003	PTDOMES2	330070	Пермьнефтегазпереработка	
Пермьнефтегазпереработка - группа	0000000004	PTDOMES2	330070	Пермьнефтегазпереработка	

Импорт исходных данных (информация о точках учета, кодировке и т.п.) для выбранной организации выполняются с помощью кнопки «Импорт исходных данных» путем анализа xml-макета 80020, вследствие чего точки учета, содержащиеся в анализируемом макете, автоматически записываются в базу данных.

Импорт данных по электропотреблению из макетов 80020 для выбранной организации осуществляется с помощью кнопки «Импорт макетов». В базу данных сохраняются получасовые значения электропотребления по точкам учета, входящим в состав импортируемого макета.

Для заметок

Для заметок
