

**ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ
В ОБЛАСТИ ДОБЫЧИ, ТРАНСПОРТА
И ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА
И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА**



**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
"ИНСТИТУТ ЮЖНИГИПРОГАЗ"**

**ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ
КОНФЕРЕНЦИИ МОЛОДЫХ
СПЕЦИАЛИСТОВ
ПРОЕКТНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ
ОАО "ГАЗПРОМ"**

**Донецк
8-9 сентября 2011 года**



Уважаемые коллеги!

Поздравляю Вас с открытием научно-практической конференции молодых специалистов проектных организаций ОАО «Газпром».

Развитие экономики, зависит от эффективного функционирования стратегических отраслей промышленности. Стабильная и надежная работа предприятий газовой отрасли - залог роста благосостояния и разрешения социальных проблем.

Проектный комплекс ОАО «Газпром» – надежный партнер в осуществлении планов строительства, реконструкции, технического перевооружения объектов газовой промышленности. Ведь именно опыт и знания специалистов проектно-исследовательских организаций являются ключом к успешному решению сложных производственных задач.

Время диктует нам необходимость повсеместного применения инновационных решений, позволяющих выйти на качественно новый уровень проектирования. Эту простую истину должны в полной мере осознавать молодые специалисты проектного комплекса, поскольку дальнейший прогресс невозможен без их непосредственного участия. Именно от инициативы, энергии, таланта молодых во многом зависит внедрение инноваций, укрепление конкурентоспособности проектных институтов, упрочение их позиций на мировом рынке.

Уверен, что работа конференции, посвященной инновационным решениям в области добычи, транспорта и переработки газа и газового конденсата будет способствовать развитию газового комплекса, реализации крупных международных проектов.

Приятно отметить, что в проведении данного мероприятия принимают участие представители крупнейших проектных институтов, работающих в газовой отрасли. В их числе молодые, инициативные, целеустремленные работники ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ОАО «Газпром Промгаз», ООО «НИИгазэкономика», ОАО «Гипроспецгаз», ООО «Нефтегазгеодезия», ОАО «Гипрогазцентр», ОАО «ВНИПИгаздобыча», ООО «ТюменНИИгипрогаз», ЗАО «ГазНИИпроект», ДОО «Газпроектинжиниринг», ОАО «Гипротюменнефтегаз», ОАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ». Прямые контакты ученых и специалистов всегда дают большой практический эффект и открывают новые возможности в разных областях сотрудничества. Участие в конференции даст вам уникальную возможность обменяться опытом и новыми идеями друг с другом. Сегодня очень важно, приумножая традиции «старой» инженерной школы, двигаться вперед – к «умному», высокотехнологичному, экономически эффективному производству.

Желаю всем участникам и гостям конференции плодотворной работы, новых достижений, находок и решений, практической реализации всех ваших идей!

Директор ОАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ»
Бондарцов В.Д.

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ №1 «ИННОВАЦИИ В ТЕХНОЛОГИЯХ ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ»

1	Методика оценки технико-экономической эффективности внедрения систем по оптимизации добычи на газовых скважинах А.С. Епрынцеv, И.Е. Якимов, П.С. Маслаков (ООО «ТюменНИИгипрогаз»)	7
2	Проблемы и пути повышения эффективности эксплуатации скважин в осложненных условиях на месторождениях ОАО «Газпром» В.А. Худокормов (ОАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ»)	11
3	Перспективы использования российских адсорбентов для подготовки газа к транспорту М.И. Никишева, И.И. Артемова, С.Ю. Кондауров (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)	13
4	Освоение месторождений континентального шельфа с применением современных подводных технологий М.С. Кирик, А.М. Пархоменко (ОАО «Гипроспецгаз»)	14
5	Методы утилизации газа низкого давления на газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождениях Н.А. Гашева, М.Д. Захарова (ООО «ТюменНИИгипрогаз»)	15
6	Модернизация существующих УКПГ с целью глубокого извлечения пропан-бутановой фракции из газа на примере Пеляткинского газоконденсатного месторождения А.А. Зобин, М.Ю. Тарасов, С.С. Иванов (ОАО «Гипротюменнефтегаз»)	17
7	Перспективы использования летучих аминов в качестве ингибиторов H₂S-коррозии в газовой фазе Р.В. Кашковский (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)	19
8	Установка получения дисульфидного масла Е.А. Моськин (ОАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ»)	21
9	Динамика фильтрационных коэффициентов самозадавливающихся скважин Медвежьего месторождения в условиях падающей добычи П.С. Маслаков, А.С. Епрынцеv, А.В. Нурмакин (ООО «ТюменНИИгипрогаз»)	22

10	Фракционирование газа деэтанализации без применения внешнего источника холода	24
	Е.Ю. Билецкий (ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ")	
11	Методика гидродинамического моделирования разработки нефтегазоконденсатных залежей	26
	Е.А. Громова (Филиал ООО "Газпром ВНИИГИАЗ" в г. Ухта)	
12	Оптимизация схемных решений подготовки углеводородного сырья ачимовских отложений Самбургского лицензионного участка с учетом наличия в пластовой смеси тугоплавких парафинов	28
	Т.А. Проценко, И.М. Мигаль (ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ")	
13	Возможности по производству бутановой фракции на действующем оборудовании установки низкотемпературного разделения газа Сосногорского газоперерабатывающего завода	31
	С.В. Труфанов (Филиал ООО "Газпром ВНИИГИАЗ" в г. Ухта)	

СЕКЦИЯ №2

"СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ТРАНСПОРТА ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ"

14	Инновации как приоритетный инструмент обеспечения экологической безопасности нефтегазовой отрасли Д.В. Тарасов (ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ")	34
15	Разработка основных технических решений по реконструкции компрессорных станций ОАО "Газпром" с применением газоперекачивающих агрегатов единичной мощностью 32 МВт Д.И. Николаенко, А.С. Жадан, О.О. Гоклов (ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ")	36
16	Особенности выбора компоновки современных дожимных компрессорных станций с учетом этапности ввода в эксплуатацию и снижения входного давления газа А.Ю. Хохлов (ОАО "ВНИПИгаздобыча")	39
17	Капитальный ремонт магистральных газопроводов. Методы. Применяемое оборудование. К.Ф. Баландин (ООО "Нефтегазгеодезия")	40
18	Разработка и внедрение унифицированных проектных решений на линейной части магистральных газопроводов М.П. Артемова (ДООАО "Газпроектинжиниринг")	41
19	Станция охлаждения газа для КС "Ярынская" магистрального газопровода "Бованенково-Ухта" в условиях вечной мерзлоты на основе турбодетандерных агрегатов большой производительности, устанавливаемых на входном потоке газа Д.И. Николаенко, М.В. Пьянков, К.Ю. Скопин (ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ")	44
20	Специфика расчетов магистральных, промысловых и технологических трубопроводов на прочность Н.А. Жирнов (ЗАО "ГазНИИпроект")	45
21	Численное моделирование затухания пульсаций газа в трубопроводах Г.И. Наместников, Д.В. Парфенов, В.В. Шабаров (ОАО "Гипрогазцентр")	48
22	Капитальный ремонт подводного перехода магистрального газопровода через Куйбышевское водохранилище Р.В. Чуров (ООО "Нефтегазгеодезия")	49
23	Особенности современных методов расчета и проектирования магистральных газопроводов в районах повышенной и особой сейсмической опасности А.Е. Квашнин (ОАО "ВНИПИгаздобыча")	50

24	Анализ стационарных и переходных режимов эксплуатации газопровода Джугба-Лазаревское-Сочи в программном комплексе OLGA Д.И. Николаенко, Е.С. Зубарев, К.Ю. Скопин (ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ")	51
25	Применение новых технических решений при проектировании компрессорных станций ПХГ Е.В. Мысков (ДООАО "Газпроектинжиниринг")	53
26	Оценка риска и расчет последствий аварий на объектах транспорта газа с применением средств автоматизированного проектирования И.С. Мишин, С.А. Борусяк, С.А. Сорвенков (ОАО "Гипрогазцентр")	54
27	Современное картографирование воздействия на природную среду при проектировании и строительстве магистральных газопроводов И.Л. Курбанов, М.А. Майорова (ОАО "ВНИПИгаздобыча")	56
28	Использование шахтного газа для питания газопоршневых Электростанций В.Ю. Жиряков, М.Ю. Тарасов, С.С. Иванов (ОАО "Гипротюменнефтегаз")	57

СЕКЦИЯ №3

"ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ИНЖЕНЕРНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ"

29	Выбор, адаптация и внедрение САПР для проектирования АСУ ТП объектов нефтегазовой отрасли А.В. Боровиков, Я.Н. Жиронкин (ДОО "Газпроектинжиниринг")	59
30	Формирование планов развития газотранспортных систем с применением программного комплекса "Веста-развитие" С.В. Горшкова (ОАО "Газпром промгаз")	61
31	Оптимизация единого пульта оператора путем применения унифицированных автоматизированных рабочих станций П.Г. Салий (ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ")	63
32	Основные принципы создания презентационной 3D модели проектируемого месторождения с использованием продуктов Autodesk Р.В. Резниченко (ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ")	64
33	Электромагнитная совместимость технических средств на производственных объектах ОАО "Газпром" В.С. Пужанский, А.С. Поляков (ОАО "Гипрогазцентр")	67
34	Расчет каркасов на деформируемом основании в условиях сейсмической активности острова Сахалин Д.М. Яковлев, М.А. Тюрин (ОАО "ВНИПИгаздобыча")	69
35	Разработка прикладных компьютерных комплексов моделирования систем газоснабжения на базе модульной архитектуры программного обеспечения С.В. Власов (ОАО "Газпром промгаз")	70
36	Расчет категории взрывопожарной опасности помещения аккумуляторной на объектах ОАО "Газпром" В.М. Вьюник, С.Г. Коляда, А.Г. Ревенко (ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ")	71
37	Технические возможности применения современных систем электрообогрева резервуаров и антиобледенительной защиты кровель С.В. Лискевич, М.М. Нестеров (ОАО "Гипрогазцентр")	73
38	Сопоставление иностранных и российских терминов газовой отрасли в целях создания испанско-русского электронного словаря газовых терминов, разрабатываемого на базе информационных технологий Я.Е. Иванова (ООО "НИИгазэкономика")	74
39	Применение системы мониторинга как средства контроля коррозионных процессов подземных стальных трубопроводов на примере магистрального газопровода "Бованенково-Ухта" А.А. Степаненко (ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ")	76

СЕКЦИЯ №4

"НОВЫЕ ПОДХОДЫ В УПРАВЛЕНИИ ПРОЕКТАМИ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЕКТОВ"

40	Подходы к оценке эффективности производственно-хозяйственной деятельности дочерних газотранспортных обществ ОАО "Газпром" Р.Р. Бенцианова, Л.С. Романова (ООО "НИИГазэкономика")	78
41	Совершенствование методических подходов по оценке эффективности технико-экономического обоснования коэффициентов извлечения нефти и газа на примере действующего месторождения Е.В. Губина, М.И. Меркушев, Л.В. Горбунова (ООО "ТюменНИИгипрогаз")	80
42	Статистическое моделирование и прогнозирование изменения сметной стоимости строительства, вызванного рыночными факторами формирования цен используемых ресурсов на основе ресурсно-технологической модели магистральных газопроводов Д.Э. Джим (ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ")	82
43	Экономическая оценка эффективности строительства станции охлаждения газа для КС "Ярынская" МГ "Бованенково-Ухта" с использованием турбодетандерного холодильного цикла А.Е. Габрев, А.В. Доценко, А.С. Фролова (ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ")	84
44	Системный подход к инвестиционному анализу проектов промышленного освоения метаноугольных месторождений России и стран СНГ А.В. Кошелец (ОАО "Газпром промгаз")	86
45	Оценка инвестиционной привлекательности углеводородных недр в зависимости от стадии их освоения Е.В. Мазурина (Филиал ООО "Газпром ВНИИГИАЗ" в г. Ухта)	88
46	Многокритериальный анализ при моделировании и оптимизации принятия решений по оценке эффективности вариантов разработки ГКМ (на примере Нижне-Квакчикского ГКМ в Камчатском крае) Е.М. Нанивский, Ю.П. Степин, Т.Е. Акимова, А.В. Богдашкин (ОАО "Газпром промгаз")	90

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ДОБЫЧИ НА ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

А.С. Епрынцев, И.Е. Якимов, П.С. Маслаков
ООО "ТюменНИИгипрогаз"

Сеноманские газовые залежи месторождений севера Западной Сибири, такие как: Медвежье, Вынгапуровское, Уренгойское, Ямбургское и другие разрабатываются уже более 30 лет и к настоящему времени вступили в период падающей добычи, для которого характерно существенное снижение добывных возможностей, связанное с падением пластового давления, обводнением скважин, моральным и физическим износом промыслового оборудования.

На газовых месторождениях для поддержания устойчивой работы скважин, в стволах которых скапливается жидкость, массово используются следующие геолого-технологические мероприятия: технологические продувки скважин через факельную линию, использование твердых и жидких поверхностно-активных веществ (ПАВ), замена труб лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра для увеличения скорости потока газа [1].

Данные традиционные способы устранения проблемы самозадавливания обладают некоторыми существенными недостатками, многие из которых можно устранить посредством технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК).

В системе КЛК в ранее установленную основную лифтовую колонну (ОЛК) Ду=168 мм спускается центральная лифтовая колонна (ЦЛК) из труб диаметром 60 мм или 73 мм, при этом эксплуатация скважины происходит одновременно по ЦЛК и межтрубному кольцевому пространству (МКП), образованному между ОЛК и ЦЛК. Дебит газа, необходимый для непрерывного удаления воды по ЦЛК, будет поддерживаться управляющим комплексом Smart-Skid производства компании ZEDi Inc. (Канада).

По результатам опытно-промышленной эксплуатации скважин №№ 814 и 722 Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) в период с 2008 по 2011 г. было отмечено, что управление режимами работы скважин при помощи системы КЛК позволяет полностью исключить технологические продувки на факельную линию и увеличить среднемесячные отборы газа из скважин.

Сотрудниками ООО «ТюменНИИгипрогаз» в рамках дополнения к «Проекту разработки сеноманской газовой залежи Медвежьего месторождения», выполненного в 2010 г., было дано технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения технологии эксплуатации газовых скважин по КЛК. Потен-

циальный технико-экономический эффект при этом состоял в дополнительной добыче газа вследствие продления сроков эксплуатации скважин в условиях падающей добычи и их самозадавливания.

Для расчета технико-экономической эффекта от внедрения технологии КЛК была рассмотрена эксплуатация условной самозадавливающейся газовой скважины, оснащенной НКТ диаметром 168 мм, в период с 2011 по 2029 г. При этом сравнительный анализ параметров работы скважин проводился по двум вариантам: в режиме самозадавливания с периодическими продувками («без проекта») и с применением технологии концентрических лифтовых колонн («с проектом»).

При этом экономический эффект формировался за счет следующих факторов:

- прироста добычи газа за счет оптимизации режима работы скважин;
- прироста добычи за счет уменьшения потерь газа при продувках;
- снижении выбросов вредных веществ в атмосферу во время продувок.

Начальные условия работы самозадавливающейся скважины были приняты как средние по Медвежьему НГКМ: среднее пластовое давление – 1,75 МПа, пластовая температура – 305,15° К. В качестве дебита самозадавливающейся скважины был взят дебит, ниже которого прекращается вынос жидкости из колонны насосно-компрессорных труб (дебит рассчитывался на основе критерия Точигина) [2]. На основе данного критерия были рассчитаны значения минимального дебита для различных пластовых давлений на прогнозируемый период разработки месторождения Медвежье – с 2011 по 2029 г. (в соответствии с «Проектом разработки сеноманской газовой залежи Медвежьего месторождения, выполненным в 2010 году»).

На основе анализа эксплуатации скважин Медвежьего НГКМ были получены следующие данные для оценки эффективности мероприятия:

- среднее падение дебита фонда стабильно работающих скважин составляет около 5 % в год;
- среднее падение потенциального дебита фонда самозадавливающихся скважин достигает 15 % в год;

Таким образом, падение дебита за каждый год эксплуатации по варианту «без проекта» (работа скважины в режиме самозадавливания) будет составлять 15 % в год, а для варианта «с проектом» – 5 % в год, т. к. оснащение системой КЛК позволит стабилизировать работу скважин.

Кроме того, на основе статистического анализа установлено, что увеличение потерь газа от продувок жидкостных и гидратных пробок составляет 7 % ежегодно.

Согласно рекомендациям по назначению технологического режима газового промысла ООО «Газпром добыча Надым» [3] эмпирически было получено, что при падении потенциального дебита самозадавливающейся скважины (дебита после продувки) ниже значения 40 % от дебита, определяемого по критерию Точигина, дальнейшая эксплуатация скважины нецелесообразна и рекомендуется ее остановка.

Далее были проанализированы данные по работе скважин №№ 722 и 814 до внедрения технологии КЛК, полученные посредством измерительного комплекса ИТК «Пингвин». По результатам анализа было определено, что падение среднего дебита работы самозадавливающихся скважин составляет около 35 % от потенциального дебита скважины.

Кроме того, согласно данным ООО «Газпром ВНИИГАЗ», выполнявшего работу по анализу промысловых испытаний и совершенствованию технологии КЛК, дебит скважины, на которой внедрена технология эксплуатации по концентрическим лифтовым колоннам увеличивается на 10 %, по сравнению со скважиной, работающей в режиме самозадавливания, а значит его значение на 25 % меньше значения дебита скважины до реконструкции.

Проведенный расчет работы условной скважины показал, что к 2018 г. потенциальный дебит самозадавливающейся скважины, эксплуатируемой с периодическими продувками, становится ниже значения минимально допустимого дебита скважины, который равен 40 % от дебита, определяемого по критерию Точигина для соответствующих значений пластового давления. Поэтому, согласно «Рекомендациям по назначению технологического режима газового промысла ООО «Газпром добыча Надым» [3], дальнейшая эксплуатация скважины в варианте «без проекта» считается нецелесообразной, и в дальнейших расчетах учитывается только та скважина, которая оснащена системой КЛК.

Технико-экономические расчёты показали, что внедрение комплекса Smart Skid на одной условной скважине месторождения Медвежье позволит получить за расчётный период (19 лет работы):

- дополнительный прирост добычи газа за счёт оптимизации режима её работы в сумме 303,3 млн м³;
- экономию газа за счёт исключения продувок скважины через факельную линию, составляющую за период расчёта 1,3 млн м³;
- условную экономию потерь газа от ликвидации простоев скважины во время продувок, составляющую за период расчёта 0,9 млн м³.

При этом расход газа на автономное обеспечение работы системы Smart Skid на одной условной скважине составляет в сутки 23,9 м³, в год – 8,365 тыс. м³ [4], [5]. За расчётный период данный расход равен 0,2 млн м³.

С учётом этого, общий прирост добычи газа при внедрении системы Smart Skid за счёт оптимизации режима работы скважины, исключения её простоев при продувках, а также потерь газа во время продувок, за вычетом расхода газа на автономное обеспечение системы Smart Skid составляет за период расчёта (19 лет) 305,3 млн м³.

Как уже было отмечено, важным фактором эффективности при внедрении системы Smart Skid, положительно влияющим на экологию, является снижение выбросов вредных веществ в атмосферу. К таким выбросам относятся потери газа, возникающие при продувке ствола скважины без внедрения системы Smart Skid. Выбросы вредных веществ в атмосферу составляют за период работы самозадавливающейся скважины (7 лет) без проекта внедрения системы Smart Skid 1,3 млн м³.

Оценка притоков денежных средств, возникающих в результате внедрения системы КЛК, показала, что за расчётный период прибыль от реализации дополнительного объёма газа (за вычетом газа собственных нужд), получаемого за счёт оптимизации режима работы газовой скважины, ликвидации потерь газа при продувках и простое скважины, с учётом экономии платы за выбросы вредных веществ в атмосферу составляет 158 млн. р. [4], [6], [7].

Оценка оттоков денежных средств, возникающих в процессе внедрения системы, показала, что капитальные вложения, необходимые для внедрения технологии концентрического лифта на одной газовой скважине, составляют с учётом НДС 22 млн р., (из них стоимость оборудования – 16 млн р., стоимость его монтажа – 6 млн р.), эксплуатационные расходы, связанные с внедрением и обслуживанием комплекса составляют 42 млн р.

Кроме того, внедрение системы КЛК позволит получить экономию затрат, связанных с отсрочкой ликвидации самозадавливающихся скважин.

Таким образом, внедрение новой системы КЛК обеспечивает продление периода эксплуатации скважин на месторождении Медвежье, позволит повысить газоотдачу по данному месторождению.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ли Д., Генри Н., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Пер. с англ. М.: ООО «Премиум инжиниринг», 2008. 384 с.
2. Одишария Г. Э., Точигин А. А.. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей. М.: ВНИИГАЗ, Ивановский гос. энергет. ун-т. Москва, 1998. 400 с.

3. Рекомендации по назначению технологического режима скважин газового промысла Надым: ООО «Газпром добыча Надым», 2011. 33 с.

4. Рекомендации по расчету экономических показателей Системы Оптимизации режима работы газовых скважин на базе Комплекса Smart Skid. Надым: ООО «Газпром добыча Надым». 2011.

5. Комплекс Smart Skid для автоматизированной системы контроля и управления технологическими процессами газовых скважин. Формуляр № 03.0700.2-62 ФО. Модель 15893, Zedi Inc, Canada, 2009.

6. Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть вторая от 05.08.2000. № 117-ФЗ: принят Гос. Думой Федер. Собр. Рос. Федерации 19.07.2000: одобрен Советом Федерации Федер. Собр. Рос. Федерации 26.07.2000 [Электронный ресурс]: Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

7. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: утв. Минэкономики РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ. 21.06.1999 г. № ВК 477.

ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО "ГАЗПРОМ"

В.А. Худокормов
ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ"

Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений на стадии падающей добычи характеризуются следующими основными признаками: уменьшаются энергетические возможности продуктивного пласта, снижаются дебиты скважин и обостряются проблемы, связанные с обводнением залежи. При снижении пластового давления и дебита ухудшаются условия выноса жидкости из лифтовых колонн, что в дальнейшем приводит к самозадваливанию скважин.

В мировой практике для интенсификации работы скважин и газосборной системы используются следующие технические решения:

- оборудование скважин лифтовыми колоннами определенного диаметра, в том числе и технология эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам;
- применение плунжерного лифта;
- применение ПАВ;

- применение гидронасосов, штанговых, электрических центробежных погружных и винтовых насосов для откачивания жидкости из газовых скважин;
- газлифт;
- очистка газопроводов-шлейфов с помощью очистных устройств (скребков);
- продувка скважин.

В настоящее время основными мероприятиями по эксплуатации самозадавливающихся скважин сеноманской залежи Ямбургского НГКМ являются продувки газа на АГГ куста и применение ПАВ. Проведение технологических продувок приводит к безвозвратным потерям газа, загрязнению окружающей среды и дает временный эффект. Применение ПАВ является более эффективным методом. Однако ПАВ может применяться не в каждой скважине из-за ограничений, связанных с конструкцией скважин, и приводит к увеличенному расходу реагентов для продувки газа.

В данном сообщении будут представлены результаты испытания различных методов интенсификации эксплуатации скважин по сеноманской залежи Медвежьего месторождения, таких как: плунжерный лифт, технология добычи по концентрическим лифтовым колоннам, использование трехходовых кранов для запуска и приема поршней. Кроме того в проектной документации «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции» для интенсификации работы скважин и газосборной системы нами создан небольшой полигон для проведения промысловых испытаний на котором использована совокупность следующих технических решений:

- телемеханизация скважин;
- применение технологии концентрических лифтовых колонн на 2-х скважинах куста газовых скважин № 719;
- установка на шлейфе от куста газовых скважин № 719 трехходовых кранов для запуска и приема очистных устройств;
- объединение шлейфов от кустов газовых скважин №№ 719, 711;
- установка блочной сепарационной установки на шлейфе от куста газовых скважин № 719 на входе в УКПГ.

При завершении строительством указанного объема работы будет проведена опытно-промышленная эксплуатация данного полигона, и после обработки результатов лучшие решения будут применяться для выполнения комплексного проекта доработки и реконструкции сеноманской залежи до исчерпания отборов газа.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РОССИЙСКИХ АДСОРБЕНТОВ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ГАЗА К ТРАНСПОРТУ

М.И. Никишева, И.И. Артемова, С.Ю. Кондауров
ООО "Газпром ВНИИГАЗ"

В настоящее время ОАО «Газпром» реализует Программу импортозамещения, которая призвана помочь отечественным предприятиям освоить новые виды продукции с использованием инновационных технологий. В крупнейших экспортных проектах ОАО «Газпром» для подготовки газа к транспорту по подводной части газопровода используется («Голубой поток») или планируется использовать («Северный поток», «Южный поток») адсорбционную технологию осушки и отбензинивания природного газа, основанную на применении силикагелей фирмы BASF (Германия).

Применение отечественных адсорбентов для подготовки газа к транспорту позволит в 2 раза снизить затраты на закупку импортных адсорбентов, поэтому высокий научно-практический интерес представляет исследование физико-технических характеристик российских адсорбентов, внедрение которых предполагает совершенствование технологии подготовки газа к транспорту, а также снижение норм расхода адсорбентов на осушку и отбензинивание.

Для определения целесообразности использования отечественных аналогов взамен применяемых импортных силикагелей в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» были проведены исследования физико-химических и адсорбционных свойств адсорбентов для осушки и отбензинивания природного газа, производимых предприятиями Российской Федерации. По результатам лабораторных и пилотных экспериментов было предложено провести опытно-промышленные испытания комбинированного слоя российских адсорбентов на УПГТ КС «Краснодарская» (газопровод «Голубой поток»).

В ходе осуществляемых в настоящее время опытно-промышленных испытаний на УПГТ КС «Краснодарская» проведен сравнительный анализ работы адсорберов С-1А и С-1В линии «А» УПГТ КС «Краснодарская», загруженных комбинированными слоями российских и импортных адсорбентов соответственно. Получены зависимости точки росы природного газа от времени работы адсорберов С-1А и С-1В в режиме адсорбции. Показано, что точка росы осушенного газа по влаге на комбинированном слое российских адсорбентов составляет $-65,2^{\circ}\text{C}$, динамическая адсорбционная емкость по парам n-гептана находится на уровне импортных адсорбентов.

Анализ данных опытно-промышленных испытаний показал, что комбинированный слой российских адсорбентов обеспечивает показатели подготовленного газа, соответствующие регламентным требованиям для его однофазного и безгидратного транспорта по подводной части газопровода «Голубой поток». В обозримой перспективе не исключена возможность использования российских адсорбентов на адсорбционных установках подготовки газа к транспорту взамен импортных силикагелей.

ОСВОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА С ПРИМЕНЕНИЕМ СОВРЕМЕННЫХ ПОДВОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

М.С. Кирик, А.М. Пароменко
ОАО "Гипроспецгаз"

Мировые тенденции в технологии освоения месторождений континентального шельфа показывают, что в настоящее время все больше технологического оборудования переносится с традиционных морских технологических платформ на морское дно, обеспечивая при этом сопоставимую надежность и безопасность эксплуатации.

Подводное устьевое оборудование, подводное оборудование для подготовки и транспорта природного газа является перспективным и интенсивно развивающимся направлением в нефтегазовой отрасли. Так, например, количество заказываемых подводных фонтанных арматур ежегодно в период с 2003 по 2009 составляет 300 - 400 единиц. Прогнозы показывают, что к 2014 году общее количество фонтанных арматур с подводным заканчиванием составит более 6000 единиц. Подводные сепараторы в настоящее время применяются на месторождениях Troll (Норвегия), Tordis (Норвегия), Parque das Conchas (Бразилия), Perdido (Бразилия). В 2013-2014 годах планируется начало промышленной эксплуатации подводных компрессорных станций на месторождениях Ormen Lange и Asgard (Норвегия).

Прогнозы развития современных технологий и оборудования показывают, что на сегодняшний день накоплен достаточный технологический опыт, создана основная база оборудования, применение которого позволит свести к минимуму или в целом отказаться от традиционных методов освоения месторождений с применением морских технологических платформ.

Схема полностью подводного обустройства месторождения позволят исключить эксплуатационные ограничения традиционного метода освоения месторождения в условиях арктического шельфа, а именно ограничения связан-

ные с природно-климатическими и гидрометеорологическими условиями, глубинами моря, сложной ледовой обстановкой и опасностью столкновения с крупными айсбергами.

Существующие тенденции и прогнозы позволяют говорить об актуальности исследования возможности и разработки технических решений подводного обустройства месторождений для месторождений арктического шельфа Российской Федерации с применением современного и перспективного подводного оборудования:

- подводных комплексов подготовки газа к транспорту (ПКПГ);
- подводных компрессорных станций (ПКС);

По результатам выполненного исследования:

1 Определены наиболее важные с практической точки зрения тенденции развития современных и перспективных технологий и оборудования для освоения шельфовых газовых месторождений.

2 Разработаны основные технические решения:

- подводных комплексов подготовки газа к транспорту (ПКПГ);
- подводных компрессорных станций (ПКС);
- систем электроснабжения подводных компрессорных станций.

Полученные результаты показывают:

1 Возможность надежного транспорта природного газа месторождения на шельфе до берега с помощью подводных технологий;

2 Существует возможность исключить морскую технологическую платформу из схемы обустройства месторождений;

3 Внедрение подводного комплекса подготовки газа может быть реализовано в 2016 году.

МЕТОДЫ УТИЛИЗАЦИИ ГАЗА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ НА ГАЗОВЫХ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ И НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Н.А. Гашева, М.Д. Захарова
ООО "ТюменНИИгипрогаз"

Основные направления утилизации газа низкого давления:

1. Довыработка месторождения в режиме падающей добычи и с низким давлением газа на устье скважин.

Такой вариант реализован на Вынгапуровском газовом месторождении, которое находится на завершающей стадии разработки и эксплуатируется в

режиме падающей добычи. Снижение объемов добычи газа и пластового давления вызывает ряд проблем, поскольку необходимы эффективные средства, чтобы обеспечить необходимое давление для транспорта газа. В связи с падением устьевого давления наблюдается снижение дебитов добывающих скважин и загрузка нагнетателей не соответствует номинальным параметрам, что приводит к нестабильной работе газоперекачивающих агрегатов (ГПА), а также вызывает необходимость их реконструкции, увеличения числа работающих ГПА и т. д.

Для поддержания давления газа на входе дожимной компрессорной станции (ДКС) на существующем уровне предлагается объединить газосборные шлейфы и установить в системе сбора газа малогабаритные блочные компрессорные установки (МКУ). Первой стадией реализации данного проекта является строительство «пилотной» компрессорной установки.

2. Утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) на примере Уренгойского месторождения.

В процессе подготовки нефти на ЦПС-1, ЦПС-2 Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения выделяется ПНГ высокого (до 3,0 МПа) и низкого (до 0,3 МПа) давления. Вопрос утилизации ПНГ низкого давления наиболее остро ощущается в настоящее время в связи с увеличением штрафных санкций за загрязнение окружающей среды. Предлагается использовать ПНГ низкого давления ЦПС-1, ЦПС-2, а именно компримирование ПНГ давлением 0,3 МПа до давления 8,1 МПа с последующей подготовкой методом низкотемпературной сепарации (НТС) до показателей осушенного газа в соответствии с ОСТ 51.40-93 и компримирование газа концевой сепарационной установки на эжекторе и использование на собственные нужды промысла. Для равномерной загрузки ГПА также использовался высоконапорный газ.

3. Утилизация газа деэтанзации на примере Западно-Таркосалинского и Юрхаровского месторождений.

Первой ступенью переработки нестабильного конденсата (НК) является его деэтанация (отделение метана и этана), цель которой преимущественно и заключается в подготовке конденсата к транспорту. Деэтанация НК осуществляется на установках деэтанации емкостного и колонного типа. Использование газа деэтанации включает: компримирование и подачу в НТС, а также компримирование, охлаждение с помощью теплообменного оборудования, отделение водной фазы и подачу в осушенный газ. Первый вариант реализован на Юрхаровском месторождении. На Западно-Таркосалинском месторождении предполагается подача газа деэтанации (ГД) в осушенный газ (деэта-

низация емкостного типа). Для увеличения выхода деэтанализированного конденсата и облегчения ГД была предложена модернизация концевой выветривателя (третьей ступени) – он снабжен массообменной секцией, по которой противотоком движется газ дегазации и нестабильный конденсат (НК) из выветривателя второй ступени. Такая модернизация позволила облегчить состав ГД и тем самым подать его в осушенный газ, не ухудшая свойства последнего.

МОДЕРНИЗАЦИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ УКПГ С ЦЕЛЬЮ ГЛУБОКОГО ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРОПАН-БУТАНОВОЙ ФРАКЦИИ ИЗ ГАЗА НА ПРИМЕРЕ ПЕ- ЛЯТКИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Зобнин, М.Ю. Тарасов, С.С. Иванов
ОАО "Гипротюменнефтегаз"

Установки комплексной подготовки газа (УКПГ) предназначены для подготовки природного газа к транспорту. Наиболее распространенным способом подготовки пластового флюида газоконденсатных месторождений является низкотемпературная сепарация (НТС), в основе которой лежит изохэнтальпийное (или изоэнтропийное) охлаждение газа с последующей сепарацией при низких температурах выделившихся углеводородного конденсата и водометанольного раствора (ВМР).

Одной из важных технологических задач повышения эффективности процесса подготовки газа является увеличение выхода пропан-бутановой фракции, являющейся ценным нефтехимическим сырьем, за счет снижения ее содержания в товарном газе.

Существует два пути решения данной задачи:

- определение рациональных технологических режимов работы существующего оборудования (оптимизация);
- реконструкция установки (модернизация),

которые рассмотрены на примере УКПГ Пеляткинского газоконденсатного месторождения.

Особенностью обустройства Пеляткинского газоконденсатного месторождения являются выполненные в надземном исполнении газосборные трубопроводы со скважин, что обуславливает колебания температуры проходящего на УКПГ флюида в течение года в широких пределах. В связи с этим регулирование температуры процесса низкотемпературной сепарации в различные периоды года осуществляется по-разному. Так, в зимний период дросселирование газа осуществляется на устье скважинах и, по мере движения газа до УКПГ, температура понижается до температуры окружающей среды, а в летний, когда

ощущается дефицит холода, пластовый газ направляется на УКПГ под высоким давлением, дросселирование газа происходит на самой УКПГ.

Для проработки вариантов оптимизации и модернизации УКПГ был проведен анализ существующего состояния системы сбора и подготовки природного газа и углеводородного конденсата в зимний и летний периоды эксплуатации, проведено промышленное обследование, на основании которого получены составы и свойства пластового флюида. На основе собранной информации построены математические модели УКПГ в программной среде HYSYS 2006.

Для оптимизации УКПГ определены рациональные режимы работы оборудования, которые позволяют снизить содержание углеводородов C_{3+} в отдувочном газе по сравнению с текущим режимом с $400,5 \text{ г/м}^3$ до $329,7 \text{ г/м}^3$ в летний период и с $201,3 \text{ г/м}^3$ до $154,9 \text{ г/м}^3$ в зимний период, а выход пропан-бутановой фракции и конденсата увеличить на $0,5 \div 1,0 \text{ т/сут}$, что составляет $0,4 \div 0,6 \%$ масс.

Для модернизации УКПГ рассматривались следующие технологии НТС: с эжектором и с турбодетандером, для всех вариантов предусматривалась деэтанализация нестабильного конденсата. После проведения расчетов и анализа достоинств и недостатков каждого варианта выбран вариант модернизации УКПГ – НТС с помощью эжектора.

Применение низкотемпературной сепарации с помощью эжектора позволяет получать стабильное качество товарного газа и стабильный выход конденсата независимо от температуры окружающей среды, снизить капитальные и эксплуатационные затраты за счет бескомпрессорной утилизации газов деэтанализации.

В отличие от процесса низкотемпературной сепарации с турбодетандером предлагаемая технология имеет более низкие капитальные затраты, более простое обслуживание и эксплуатацию эжектора, в тоже время выход пропан-бутановой фракции и конденсата меньше на 5% .

В результате проведенной работы определены основные технико-технологические решения по изменению технологии подготовки газа на УКПГ Пелятчинского газоконденсатного месторождения, реализация которых позволит увеличить выход пропан-бутановой фракции и конденсата и сократить энергетические затраты.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЛЕТУЧИХ АМИНОВ В КАЧЕСТВЕ ИНГИБИТОРОВ H₂S-КОРРОЗИИ В ГАЗОВОЙ ФАЗЕ

Р.В. Кашковский
ООО "Газпром ВНИИГАЗ"

Обеспечение надежной и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов является одной из важнейших задач при добыче и переработке нефти и природного газа. Особенно опасны H₂S-содержащие среды, поскольку в них может происходить не только интенсификация самого коррозионного процесса, но и наводороживание стали и, как следствие этого, коррозионное растрескивание оборудования [].

Сероводородная коррозия (СВК) стали возникает при добыче, транспортировке, переработке и хранении углеводородного сырья и продуктов из него. СВК в системах сбора газа может иметь место и при осушке или очистке газа с помощью гликоля или аминоспиртов. Сложным и зачастую невозможным представляется вариант создания "кольцевого" режима течения жидкости в трубопроводе большого диаметра, который иногда используется для уменьшения коррозионных потерь. Транспортировка по трубопроводам обезвоженных газа и углеводородов, которые подогреваются выше температуры гидратообразования, тоже является сложной задачей, особенно для больших расстояний, т. к. требует термоизоляции трубопровода. Применение полимерных и других неметаллических материалов для изготовления трубопроводов не получило пока широкого распространения из-за изменения во времени физико-химических свойств материала труб, а также низкой надежности труб и стыковых соединений. В связи с этим одним из наиболее эффективных и экономичных средств борьбы с СВК является применение ингибиторов коррозии.

Ингибиторная защита не требует сложного аппаратного оформления. Она может быть использована как на новом, так и на уже эксплуатируемом оборудовании. В процессе эксплуатации используемый ингибитор коррозии металлов легко можно заменить на другой, более эффективный или в большей мере отвечающий изменяющимся условиям эксплуатации.

Жидкофазные (контактные) ингибиторы СВК защищают металл лишь при их нанесении на его поверхность и требуют специальных методов ввода для полного ее покрытия. Однако такие ингибиторы не обеспечивают качественную обработку всех труднодоступных зон разветвленной газотранспортной системы (перемычек, тупиковых участков и др.), где поверхность стали контактирует с агрессивной парогазовой фазой, и, следовательно, не гарантируют их защиту. Характерно, что часто площадь поверхности, соприкасающейся с паровой фазой, значительно больше, чем - с жидкой. При этом скорость коррозии в паро-

вой фазе нередко выше, чем в водной. При хранении сырой и даже товарной нефти в верхней части резервуаров тоже возникают опасные коррозионные повреждения в паровой фазе.

Возможность применения летучих ингибиторов коррозии (ЛИК) для защиты от атмосферной коррозии стали обсуждалась довольно широко [2, 3]. ЛИК в отличие от контактных ингибиторов обладают достаточным давлением пара, чтобы быть летучими, насыщать газопаровую фазу и адсорбироваться из нее на поверхности сталей, создавая наноразмерные защитные слои. Однако сведения о разработке новых ЛИК для защиты сталей именно от СВК в современной научной литературе весьма ограничены [4, 5].

В связи с этим в настоящей работе исследовалась возможность ингибирования СВК сталей в газопаровой фазе рядом N-содержащих органических оснований, в частности, алифатическими аминами. Изучены защитные свойства этих ЛИК, а также факторы, влияющие на процесс ингибирования СВК в паровой фазе [6].

С привлечением тонких физико-химических методов исследования (эллипсометрия, импедансная и рентгенфотозлектронная спектроскопия) было установлено, что ингибитор в газовой фазе не просто замедляет чисто физический процесс перекристаллизации сульфида, а приводит к более серьезным изменениям в структуре и составе пленки продуктов СВК. Несмотря на то, что такие процессы требуют более тщательного изучения и объяснения, полученные данные уже сейчас могут быть использованы для целенаправленной оптимизации химической структуры ЛИК с целью разработки доступного высокоэффективного ингибитора для нужд отечественной газовой промышленности.

Литература

1. Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Кушнаренок В.М. Определение характеристик надежности и технического состояния оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений. - М.: Недра, 2001. 239 с.
2. Kuznetsov Yu. I. Fundamental and Practice of Volatile Corrosion Inhibitors: Proceeding of 6th All-Polish Corrosion Conference. Chestochowa. June 22-25. 1999. P. 425-433
3. Андреев Н.Н., Кузнецов Ю.И. // Успехи химии. 2005. Т.74. № 8. С. 755-765
4. Кузнецов Ю.И., Вагапов Р.К. // Защита металлов. 2000. Т. 36. №5. С.520-524; 2002. Т. 38. № 3. С. 32-37
5. Киченко С.Б., Киченко А.Б. // Практика противокоррозионной защиты. 2007. № 1(43). С. 12-17

6. Kashkovskiy R.V., Kuznetsov Yu.I., Vagapov R.K. Influence of volatile inhibitors chemical structure on braking of hydrogen sulfide corrosion in vapour phase / 2th International Conference «Corrosion and material protection – 2010» proceeding. 2010. April 19-23. Prague. Czech Republic

УСТАНОВКА ПОЛУЧЕНИЯ ДИСУЛЬФИДНОГО МАСЛА

Е.А. Моськин ОАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ»

В настоящее время на территории Российской Федерации существует значительная потребность в диметилдисульфиде. Так объем потребления предприятиями РФ указанного продукта по разным оценкам может составлять до 1200 тонн в год только в качестве ингибитора коксообразования на установках производства этилена. Производство диметилдисульфидов в России (и странах СНГ) отсутствует, дефицит покрывается за счет импорта продукции из-за рубежа, преимущественно ЕС и Китая.

Учитывая наличие на Оренбургском газохимическом комплексе необходимого сырья, а также опыт переработки сернистых соединений и развитую инфраструктуру, принято решение о сооружении производства диметилдисульфида на базе газоперерабатывающего завода ООО «Газпром добыча Оренбург». Технологический процесс, разработанный ОАО «ВНИИУС» и ОАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ», включает осушку сырья с получением дисульфидного масла и ректификацию с получением целевого продукта диметилдисульфида.

ОАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ» разрабатывает проектную документацию на строительство установки получения диметилдисульфида, состоящую из трех блоков:

- блок осушки диалкилдисульфидов;
- блок хранения и отгрузки диалкилдисульфидов;
- блок получения диметилдисульфида.

Все основное технологическое оборудование для производства диметилдисульфида принято российских заводов-изготовителей.

ДИНАМИКА ФИЛЬТРАЦИОННЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ САМОЗАДАВЛИВАЮЩИХСЯ СКВАЖИН МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ

П.С. Маслаков, А.С. Епрынцев, А.В. Нурмакин
ООО "ТюменНИИгипрогаз"

Газодинамические исследования скважин, эксплуатирующих сеноманскую газовую залежь, регулярно проводятся на месторождении с 1972 г. По скважинам, эксплуатирующимся длительное время, газодинамические исследования проводятся один раз в год. Все скважины исследуются по стандартной методике с использованием для замеров дебитов диафрагменных измерителей критического течения (ДИКТ) на шайбах от 12,00 до 34,25 мм [1].

Исследования скважин на Медвежьем месторождении проводятся без прямого замера забойного давления, то есть без спуска глубинного манометра. В скважинах без пакера забойные давления определяются по барометрической формуле по неподвижному столбу газа в затрубном пространстве. В скважинах, оборудованных пакером, оценить забойное давление достаточно сложно, поэтому оно рассчитывается приближенно, по формуле Адамова.

В результате интерпретации исследований находят коэффициенты фильтрационных сопротивлений. Их принято обозначать буквами «а» (линейный коэффициент) и «b» (квадратичный коэффициент фильтрационного сопротивления). Эти показатели зависят от конструкции забоя скважины, фильтрационно-емкостных свойств пласта, несовершенства скважины, геометрии зоны дренирования и свойств самого газа [2]. Если о большинстве факторов мы имеем хоть какое-то представление, то геометрия зоны дренирования остается малоизученной, и мы пока не можем с уверенностью определить, каково ее влияние на фильтрационные коэффициенты, а, следовательно, на продуктивность скважины.

В теоретическом плане достаточно полную информацию о фильтрационных и геометрических характеристиках продуктивного пласта может дать кривая восстановления давления (КВД). Однако интерпретация этой информации в общем случае практически невозможна из-за сложности получения соответствующих аналитических зависимостей и неустойчивости решения обратной задачи. По существу каждый из применяемых в настоящее время способов обработки результатов гидродинамических исследований скважин действует в рамках определенной упрощенной модели, а достоверность полученных результатов в значительной степени зависит от того, насколько выбранная модель соответствует реальной геолого-промысловой ситуации [3].

Для определения влияния процессов самозадавливания на продуктивные характеристики скважины были проанализированы коэффициенты «а» и «b» самозадавливающихся и стабильно работающих скважин. Фильтрация данных для анализа производилась по следующим критериям: исключались скважины после капитальных ремонтов, т. к. во время ремонта призабойная зона скважины (ПЗП) кольматируется жидкостью глушения, и после ремонта еще продолжительное время происходит очищение пласта. На следующем этапе скважины были разделены на две категории: самозадавливающиеся и стабильно работающие.

По результатам анализа динамики фильтрационных коэффициентов скважин Медвежьего месторождения в период с 2000 по 2011 г. не представляется возможным проследить закономерный рост или снижение значений «а» и «b». Необходим более детальный анализ с привлечением других видов исследований. В свою очередь групповой анализ дает возможность оценить разницу коэффициентов фильтрационных сопротивлений в самозадавливающихся и стабильно работающих скважинах. Самозадавливание объясняется снижением продуктивных свойств пласта и скважины, поэтому значения фильтрационных сопротивлений у стабильно работающих скважин, по коэффициенту «а» ниже в среднем на 30 %, а по коэффициенту «b» - на 49 %. Ухудшение продуктивности связывается с повышенным содержанием жидкости в продукции, падением пластового давления и нехваткой энергии для преодоления фильтрационных сопротивлений. Следствием этого является низкий дебит, не обеспечивающий вынос жидкости из скважины. Также сопротивления создают глинисто-песчаные пробки и фильтрационная корка с внешней стороны эксплуатационной колонны, образовавшаяся при выносе частиц глинистых пропластков.

Список используемой литературы:

1. Проект разработки сеноманской газовой залежи Медвежьего месторождения: отчет о НИР / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; рук. Лапердин А. Н. Тюмень, 2010. 50 с.
2. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. М., 2011. 73 с.
3. РД 153-39.0-109-01. Методические указания. Комплексование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических исследований нефтяных и газонефтяных месторождений. Введ. 2002-03-01. М., 2002. 68 с.

ФРАКЦИОНИРОВАНИЕ ГАЗА ДЕЭТАНИЗАЦИИ БЕЗ ПРИМЕНЕНИЯ ВНЕШНЕГО ИСТОЧНИКА ХОЛОДА

Е.Ю. Билецкий
ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ"

Предлагается решение проблемы утилизации газа деэтанализации, возникшей на Пуровском заводе по переработке конденсата.

Газ деэтанализации в данном случае представляет собой газообразную смесь легких углеводородов фракции C_1-C_4 , преимущественно состоящую из этана и пропана с небольшим количеством метана и бутанов. Он является побочным продуктом переработки нестабильного газового конденсата с получением стабильного конденсата и сжиженных углеводородных газов. По технологии, принятой на Пуровском ЗПК, переработка газового конденсата осуществляется по следующей схеме: стабилизация конденсата в ректификационной колонне с получением стабильного конденсата и пропан-бутановой фракции и последующей разгонке ПБФ на пропан технический и бутан технический. Для обеспечения соответствия сжиженных газов требованиям ГОСТ Р 52087-2003 по содержанию этана осуществляется деэтанализация пропан-бутановой фракции в ректификационной колонне. Газ деэтанализации является верхним продуктом отпарной колонны.

Проектными решениями предусматривалось использование газа деэтанализации как топливного газа для огневых подогревателей. Однако в процессе эксплуатации было выяснено, что вследствие высокой калорийности газа деэтанализации при работе горелок имеет место неполное сгорание газа – горелки «копят». Эксплуатация огневых подогревателей в таком режиме невозможна. Кроме того, увеличение производительности завода (строительство второй и третьей очереди) приведет к появлению значительного избытка газа деэтанализации относительно потребности в топливном газе. Избыток газа деэтанализации при этом придется сжигать на факеле, что нецелесообразно по экономическим и экологическим соображениям.

Для решения указанной проблемы необходима переработка газа деэтанализации с выделением из него пропан-бутановой фракции. Это, с одной стороны, уменьшит калорийность газа деэтанализации и его количество, что позволит использовать его в качестве топлива в огневых подогревателях; с другой стороны, за счет выделенной пропан-бутановой фракции увеличится количество производимых заводом товарных сжиженных газов.

Переработка газа деэтанализации должна заключаться в его фракционировании в ректификационной колонне с получением метан-этановой и пропан-

бутановой фракции. Выбор параметров процесса ректификации обычно осуществляется таким образом, чтобы использовать в качестве дефлегматоров колонны аппаратов воздушного охлаждения. Однако в данном случае такая возможность отсутствует, так как для четкого разделения газа деэтанализации температура орошения колонны не должна превышать 10...15 °С (при давлении в ректификационной колонне на уровне 1,8...2,0 МПа – проводить процесс при большем давлении нецелесообразно в связи со значительными энергозатратами на компримирование газа деэтанализации), причем степень извлечения пропан-бутановой фракции будет увеличиваться при снижении температуры рефлюкса.

Обеспечение необходимой температуры орошения ректификационной колонны может быть достигнуто путем применения внешнего источника холода – пропановой холодильной установки. Данный способ обеспечивает постоянный уровень холода, не зависящий от температуры окружающей среды и, как следствие, стабильный режим работы ректификационной колонны с возможностью извлечения максимального количества сжиженных газов. Вместе с тем, организация замкнутого пропанового холодильного цикла сопряжена с значительными капитальными затратами – помимо холодильных компрессорных агрегатов и конденсаторов хладагента потребуются строительство расходного склада хладагента и системы подпитки цикла хладагентом со склада, а также системы его аварийной эвакуации.

С целью уменьшения капитальных затрат на организацию холодного орошения колонны разделения газа деэтанализации предлагается использовать в качестве хладагента сам газ деэтанализации, предварительно сжатый и сконденсированный в аппарате воздушного охлаждения. Возможность использования газа деэтанализации в качестве хладагента обусловлена высоким содержанием в нем пропана – до 60 % масс.

Предлагаемая технология, согласно расчету, может обеспечить извлечение более 90 % пропан-бутановой фракции из газа деэтанализации. Данная схема имеет сопоставимую мощность компрессоров с пропановой холодильной установкой, однако при этом не требует применения отдельного хладагента, что существенно упрощает технологическую схему установки. Кроме того, реализация данной схемы потребует меньших капитальных затрат по сравнению с пропановой холодильной установкой, так как не требует строительства склада хладагента и системы подпитки холодильного цикла хладагента.

МЕТОДИКА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Е.А. Громова
Филиал ООО "Газпром ВНИИГАЗ" в г. Ухта

Эффективная разработка месторождений нефти и газа напрямую зависит от построения корректной гидродинамической модели, основанной на решении уравнений фильтрации.

Наиболее широкое распространение при проектировании разработки нефтяных залежей получила расчетная модель типа «black oil» (нелетучая нефть). Суть ее заключается в численном решении системы уравнений, описывающих трехфазное трехкомпонентное течение в пористой среде, и при условии изотермичности процесса физико-химические свойства флюидов (плотности, вязкости, массовые доли компонентов в фазах) зависят только от давления. Данное обстоятельство существенно упрощает решение задачи и позволяет использовать полностью неявную разностную схему, что обеспечивает безусловную устойчивость и, как правило, сходимость вычислительного процесса.

Модель «black oil» с точки зрения течения в пласте может использоваться и для проектирования разработки газоконденсатных залежей, причем как при разработке на истощение пластовой энергии, так и с закачкой в пласт газа.

Однако большинство открытых газоконденсатных месторождений имеют нефтяные оторочки промышленного значения. Для проектирования разработки таких месторождений модель «black oil» становится неприменимой вследствие того, что в ней нефть и конденсат не различимы по физико-химическим свойствам. Особенно существенные погрешности возникают при моделировании закачки в пласт газа. Здесь приходится либо пожертвовать испарением конденсата, что крайне нежелательно, либо мириться с тем, что нефть испаряется аналогично конденсату, что явно противоречит физике процесса.

В качестве альтернативы предлагается следующий подход к моделированию разработки нефтегазоконденсатных месторождений. Фракция $C_{5+в}$ условно разбивается на две – назовем их легкой и тяжелой. Таким образом, пластовая смесь становится трехфазной четырехкомпонентной. Первые три уравнения полностью идентичны уравнениям модели «black oil» и записываются относительно тех же фракций. Для корректности задачи должно появиться четвертое уравнение и дополнительная искомая функция пространства-времени. В качестве таковой введем массовую долю тяжелой фракции во фракции $C_{5+в}$, находящейся в жидкой фазе (считаем, что тяжелая фракция в

газовой фазе отсутствует – такое предположение вполне логично, хотя и несколько условно). Дополнительное уравнение фильтрации описывает фильтрацию тяжелой фракции с учетом того, что она течет только в углеводородной жидкости.

Появившаяся вторая степень свободы определяется вновь введенным параметром. Свойства флюидов, в первую очередь массовые доли компонентов в фазах, которые с точностью до изоморфизма равны газосодержанию нефти и газоконденсатной характеристике, являются функциями давления и доли тяжелой фракции.

Данная задача методологически решается аналогично трехфазной трехкомпонентной задаче в ненасыщенной постановке. Искомыми функциями в этом случае, помимо W выбираются давление (p), водонасыщенность (s) и приведенный состав (X). Под последним понимают массовую долю фракции C_1 - C_4 в углеводородной смеси.

Если углеводородная система находится в ненасыщенном состоянии (одна из углеводородных фаз отсутствует), то массовая доля существующей фазы приравнивается приведенному составу, а S – единице, если отсутствует газ, и нулю – если нефть.

Таким образом, система уравнений трехфазной четырехкомпонентной фильтрации становится полностью замкнутой: все входящие в нее нелинейности так или иначе зависят от искомых величин.

В данной системе вода считается инертной фазой, то есть можно пренебречь растворимостью в ней углеводородных компонентов, а также содержанием паров воды в газовой фазе. Следовательно, в дальнейшем рассматривается только углеводородная часть пластового флюида, которая является двухфазной трехкомпонентной.

Поскольку определенную сложность представляет собой подготовка исходной информации для расчетов, в первую очередь зависимостей свойств флюидов от двух параметров (p и W), был проведен ряд термодинамических расчетов, показывающий возможность формализации физико-химических свойств флюидов от давления и массовой доли тяжелой фракции во фракции $C_{5+в}$. И предложена методика подготовки соответствующих исходных данных для реализации предлагаемой гидродинамической модели.

Решение системы алгебраических уравнений после разностной аппроксимации на каждом временном шаге решается методом Ньютона, а на каждой ньютоновской итерации решение системы линейных уравнений – методом матричной прогонки.

Использование полностью неявной разностной схемы в описанном подходе потребует почти двухкратного увеличения требуемых ресурсов ЭВМ, так как порядок матрично-векторных операций сольвера возрастает с третьего до четвертого. Но при этом автоматически отпадает проблема контроля устойчивости вычислительного процесса, которая далеко не всегда успешно решается при композиционном моделировании.

Данная гидродинамическая модель в одномерной постановке была реализована в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта и в настоящее время она проходит опробование на тестовых задачах. Использование подобной модели позволит в дальнейшем более корректно прогнозировать разработку газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками, избегая громоздкого аппарата композиционного моделирования.

ОПТИМИЗАЦИЯ СХЕМНЫХ РЕШЕНИЙ ПОДГОТОВКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ САМБУРГСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА С УЧЕТОМ НАЛИЧИЯ В ПЛАСТОВОЙ СМЕСИ ТУГОПЛАВКИХ ПАРАФИНОВ

Т.А. Проценко, И.М. Мигаль
ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ"

ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ" по результатам тендерных торгов назначен генеральным проектировщиком по обустройству ачимовских отложений Уренгойского месторождения Самбургского лицензионного участка.

Пластовая продукция ачимовских отложений Уренгойского ГКМ содержит до 5...6% масс. тугоплавких парафинов. Освоение ачимовских отложений связано с решением двух основных технологических проблем, по которым в странах СНГ нет достаточного опыта эксплуатации. Эти проблемы связаны с аномально высокими начальными пластовыми давлениями газа (около 60 МПа) и повышенным содержанием парафинов в углеводородном конденсате с высокой температурой застывания.

Высокое пластовое давление газа (а также статическое и рабочее, соответственно 40 и 32 МПа на устьях скважин) требуют принятия неординарных решений по обвязке устьев скважин и обустройству кустов скважин: установка автоматических клапанов отсекаателей, применение автоматических автономных регуляторов давления газа, предохранительных клапанов, труб и арматуры на расчетное давление 40 МПа и т. п).

Наличие в конденсате парафинов, застывающих при положительных температурах, и могущих закупорить оборудование и трубопроводы, требует выполнения мероприятий по борьбе с парафиноотложениями.

Требуется проведение детального химического анализа углеводородного конденсата с целью определения физических свойств ($t_{\text{кип}}$, $t_{\text{пл}}$, ρ^{20}) фракции, а также парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов, входящих во фракции.

Отметим необходимость научно-исследовательской проработки на основе изучения опыта эксплуатации Ново-Уренгойского, Карачаганакского ГKM и нефтяных месторождений, получение научных рекомендаций по борьбе с парафиноотложениями, а также рекомендаций по конструкции применяемого технологического оборудования.

Наличие парафинов, переходящих в твердую фазу при положительных температурах, резко осложняет процесс внутривидового сбора и подготовки конденсата. Процессы парафиноотложения на стенках труб могут начаться уже в стволе скважин (что неоднократно отмечалось при исследованиях ачимовских газоконденсатных скважин) и при сборе газожидкостной смеси от кустов скважин до групповых установок и УКПГ в результате падения температуры смеси до температуры грунта. Парафинизация оборудования вероятно во всей технологической цепи, где проходит тяжелый конденсат.

Для оценки степени сложности проблем в системах добычи, сбора, подготовки и транспорта ачимовских конденсатов ТюменНИИГипрогазом были выполнены специальные исследования на модельных системах. Прежде всего, определены температуры помутнения нестабильных конденсатов в условиях добычи, промышленного сбора и подготовки, поскольку температуры помутнения определяют нижнюю термодинамическую границу выпадения парафинов в твердую фазу, а также температуры застывания и реологические свойства (температуры перехода в неньютоновскую область). Последняя величина имеет важное значение для процессов транспорта, подготовки и переработки конденсата, т.к. в области неньютоновского течения наблюдается повышенное пенообразование, что вызывает увеличение уноса жидкой фазы в сепараторах, а также резко ухудшает отделение в разделителях водо-метанольной фазы от углеводородной.

Выполненные исследования показали, что по мере облегчения нестабильного конденсата (уменьшения доли C_{5+}) температуры помутнения, застывания и перехода в неньютоновскую область снижаются. В соответствии с выполненными расчетами доля C_{5+} в наиболее тяжелом нестабильном конденсате, выделяющемся при пред-

варительной сепарации, составляет от 60 до 75%, соответственно температура их помутнения находится в пределах 25÷27°С.

Будут определены условия образования парафинов в схемах установки подготовки газа, установки деэтанзации конденсата и в конденсатопроводе. Дана оценка параметров отложения парафинов в конденсатопроводе, рекомендованы мероприятия по обеспечению надёжности трубопроводного транспорта товарного конденсата в условиях образования парафинов.

Предусматривается выбор и обоснование технологического процесса установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на основе вариантной проработки. Вариантная проработка технологической схемы будет выполняться на способы охлаждения газа в блоке низкотемпературной сепарации (НТС):

- охлаждение за счёт расширения газа в детандере (схемы «турбина - компрессор» и «компрессор-турбина»);
- охлаждение за счёт дросселирования.

Технические решения по схемам подготовки газа будут рассмотрены без дополнительного компримирования основных потоков технологического газа. Предусматривается:

- сепаратор-пробкоуловитель на объединённом потоке пластового газа (после пункта переключающей арматуры).
- качественная сепарация пластового газа;
- воздушное охлаждение газа после входного сепаратора.

Будут предусмотрены меры по устойчивому проведению процесса деэтанзации конденсата, сжатие низконапорных газов дегазации и деэтанзации конденсата с выбором оптимальной точки подачи сжатого газа, использование дожимного компрессора с газовым приводом.

При подготовке конденсата намечается рассмотреть решения, исключающие гидратообразование в конденсатопроводе без использования ввода метанола в деэтанализированный конденсат.

В целом будут предусмотрены решения, исключающие отложение парафинов в оборудовании и трубопроводах установки подготовки газа и конденсата.

**ВОЗМОЖНОСТИ ПО ПРОИЗВОДСТВУ БУТАНОВОЙ ФРАКЦИИ
НА ДЕЙСТВУЮЩЕМ ОБОРУДОВАНИИ УСТАНОВКИ
НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОГО РАЗДЕЛЕНИЯ ГАЗА СОСНОГОРСКОГО
ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА**

С.В. Труфанов
филиал ООО "Газпром ВНИИГАЗ" в г. Ухта

В настоящее время на установке низкотемпературного разделения газа (УНТРГ) Сосногорского газоперерабатывающего завода (ГПЗ) производятся два вида сжиженных углеводородных газов (СУГ) - марок ПА и ПБА по ГОСТ Р 52087-2003. В связи с отсутствием спроса на СУГ марки ПА, после УНТРГ потоки ПА и ПБА смешиваются до подачи в резервуарный парк с получением одного товарного потока – ПБА.

В связи с изменением конъюнктуры рынка СУГ Департаментом маркетинга, переработки газа и жидких углеводородов ОАО «Газпром» была определена целесообразность производства нового вида продукции - бутановой фракции с содержанием бутанов не менее 92 % масс (ТУ 0272-533-04864476-2009).

В докладе приводится изучение возможности производства бутановой фракции на существующем оборудовании установки низкотемпературного разделения газа (УНТРГ) Сосногорского ГПЗ без проведения реконструкции отдельных узлов и агрегатов установки. Расчет возможности получения бутановой фракции был произведен как по существующей технологической схеме производства сжиженных газов на УНТРГ, так и с учетом переработки сжиженных газов, получаемых на установке стабилизации конденсата.

Согласно действующему технологическому регламенту работы установки низкотемпературного разделения газа, при существующей схеме работы колонного блока фракционирования (деэтанализатор 106-С1 → депропанализатор 106-С2 → дебутанизатор 106-С3), содержание бутанов в продукции УНТРГ не превышает 45-46 % масс. При подаче в поток сырья УНТРГ сжиженных газов, получаемых на установке стабилизации конденсата (УСК), содержание бутанов в продукции также не превышает 46 % масс. вне зависимости от точки ввода потока СУГ в технологическую схему УНТРГ.

Для изучения возможности производства бутановой фракции с учетом предельно допустимых температурных нагрузок по аппаратам и минимально возможных давлений в колоннах блока фракционирования УНТРГ согласно технологического регламента была рассчитана математическая модель блока в программном комплексе «HYSYS» фирмы «Hyprotech Ltd.» (Канада). В резуль-

тате расчетов получаемая концентрация бутанов в верхнем продукте колонны – дебутанизатора 106-С3 не превышает 71-72 % масс., в том числе и с учетом подачи в поток сырья УНТРГ сжиженных газов с УСК.

Общими предпосылками для возможности увеличения содержания бутанов в продукции УНТРГ являлись: увеличение температуры в низу колонны 106-С3, что согласно графикам точек кипения бутана-изобутана, приведет к росту содержания компонентов изобутана – н-бутана в жидкой продукции рефлюксной емкости 106-В2; снижение давления в колонне-депропанизаторе 106-С2 и в колонне-дебутанизаторе 106-С3 при неизменной температуре в низу колонн, что приведет к увеличению доли целевых компонентов (пропана и бутанов) в продукции соответствующих рефлюксных емкостей; комбинирование всех вышеперечисленных факторов, что приведет к большему росту содержания бутанов в верхнем отгоне колонны 106-С3 по сравнению с отдельными изменениями режима работы аппаратов. Расчеты процессов ректификации в колоннах 106-С2 и 106-С3 с учетом существующих ограничений по температурному режиму работы колонн, давлению внутри колонн и в рефлюксных емкостях 106-В2 и 106-В3, производительности насосов подачи флегмы 106-Р2А/В и 106 Р3А/В показывают, что при для получения бутановой фракции согласно ТУ необходимо полностью изменить либо параметры работы блока фракционирования, либо существующую схему работы блока.

Анализ результатов расчетов по предельно допустимым параметрам работы блока показал, что для соответствия получаемой продукции требованиям ТУ необходимо увеличить температуру в низу колонны 106-С2 (тепловую нагрузку рибойлера 106-ER2) и уменьшить температуру в низу колонны 106-С3 (тепловую нагрузку рибойлера 106-ER3). При этом температура в колонне 106-С2 превысит почти в 1,3 раза максимально допустимую температуру (91 °С). Стоит отметить, что с учетом подачи на колонну 106-С3 сжиженных газов с УСК для дальнейшего разделения условие по массовому содержанию бутанов в верхнем продукте колонны на уровне 95 % масс. не соблюдается.

Таким образом, для получения на УНТРГ бутановой фракции согласно ТУ была рассмотрена схема обратной работы колонн 106-С2 и 106-С3. Суть схемы заключается в изменении очередности работы колонн – сначала жидкое сырье из емкости 106-В1 подается в колонну 106-С3, а затем – в колонну 106-С2. Для подобной схемы работы возможны два варианта: подача с колонны 106-С3 на колонну 106-С2 только кубового потока или подача с колонны 106-С3 на колонну 106-С2 только потока с емкости 106-В3. Исходя из характеристик режима работы колонн (по температуре и давлению), а также кривых разгонки

пропана и бутанов, наиболее целесообразным вариантом реализации новой схемы работы колонн признан вариант с подачей верхнего продукта колонны 106-С3 для последующего фракционирования в колонне 106-С2.

Анализ результатов расчетов показал, что для получения бутановой фракции с требуемой концентрацией целевых компонентов, требуется изменить параметры работы колонн 106-С2 и 106-С3 в части температурного режима на обеих колоннах, давления на колонне 106-С2 и расхода жидкости на орошение колонны 106-С3. При этом расчетные параметры работы колонн не превысили предельно допустимых значений. При учете подачи сжиженных газов с УСК на аппараты УНТРГ массовое содержание бутанов в верхнем продукте колонны соответствует требованиям ТУ, а параметры работы колонн практически не меняются по сравнению с режимом работы только с сырьем с емкости 106-V1.

ИННОВАЦИИ КАК ПРИОРИТЕТНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Д.В. Тарасов
ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ"

Качественные изменения любых экономических систем базируются на инициативной деятельности «динамического предпринимателя» и, в первую очередь, на внедрении инноваций. Положительная динамика производства достигается последовательной сменой традиционных технологий инновационными [1]. Поэтому необходимо своевременное обращение к инновациям: когда традиционная технология прибыльна и создает некоторый резерв финансовых ресурсов, который может быть использован для разработки и апробации новой продукции, технологий производства, форм управления и др.

На данный момент времени нефтегазовая отрасль обладает достаточным финансовым резервом для инвестирования средств в свое будущее развитие. Но, в тоже время, приближается к этапу «упадок» в своем жизненном цикле [2]. Истощение наиболее доступных месторождений и, как следствие, разработка глубоких, низконапорных запасов сопровождается ухудшением условий добычи и увеличением негативного влияния на экосистемы. Эксплуатация новых месторождений как в странах СНГ, так и других регионах мира, характеризуется низким дебетом скважин, сопровождается 96%-ной обводненностью пластов, увеличением сопутствующих высокотоксичных, легколетучих веществ с высокой коррозионной активностью – низкомолекулярных меркаптанов и сероводорода [3]. Таким образом, целесообразно вложение капитала в развитие инновационных, экологически-чистых технологий, позволяющих увеличить рациональность природопользования, повысить фондоотдачу производства, добиться плавной замены основных фондов, когда традиционные способы хозяйствования себя исчерпают.

Среди наиболее приоритетных инновационных решений, прошедших успешную апробацию, обладающих значительной экологической эффективностью и экономически окупаемых, следует отметить:

1) повышение рациональности использования месторождений путем использования:

- технологии переработки газа в жидкое топливо, в частности «газ-в-жидкость» (gas-to-liquids, GTL), позволяющие разрабатывать низконапорные месторождения газа;

- микробиологических технологий повышения нефтеотдачи с помощью активизации и регулирования деятельности естественной микрофлоры нефтяного пласта;
 - внедрения наносистем в бурении для защиты коллекторов продуктивных разрезов от загрязнения и сохранения их проницаемости, что позволяет значительно сократить сроки освоения и сдачи скважин в эксплуатацию;
- 2) снижение ресурсо- и энергоемкости производства за счет внедрения:
- энергосберегающих светодиодных (LED – Light-Emitting Diode) технологий освещения;
 - альтернативных систем отопления помещений на базе пленочных лучистых электрических нагревателей в комплексе с изоляционными термочехлами и шкафами для защиты и обогрева контрольно-измерительных приборов и др.;
- 3) предотвращение загрязнения окружающей природной среды с помощью:
- утилизации попутного нефтяного газа в системах двухтопливного режима работы дизель-генераторных установок, в газотурбинных и газопоршневых электростанциях с системами утилизации тепла;
 - переработки нефтемасляных отходов и замазученных стоков в добавки к печному топливу или в печное топливо;
 - глубокой очистки сточных вод от нефтепродуктов электрохимическим методом;
 - утилизации продуктов бурения по принципу биологического фильтра, позволяющего снизить концентрацию пленочных нефтепродуктов в 40-50 раз;
- 4) восстановление техногенно-преобразованных территорий и акваторий использованием:
- биосорбентов на основе природных алюмосиликатов и природных бактерий для очистки природных морских и пресных вод, донных отложений и почвы от нефтепродуктов;
 - технологии биовосстановления «Олеоворин» для очистки грунтов и стоков от загрязнения нефтепродуктами, фенолом и креозотом и многие другие [4-6].

Литература:

1. Бир Стэффорд «Мозг фирмы»/ Стэффорд Бир; пер. с англ. проф. М. М. Лопухина. – М.: Издательство «Едиториал УРСС», 2005 г. – 416 с.
2. Углеводородные ресурсы мира / М.В. Голицын, О.К. Баженова, Н.В. Пронина, А.Я. Архипов, Е.Ю. Макарова // Энергия: Экономика. Техника. Экология. – 2006. – № 4. – С.21-26.
3. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору [Электронный ресурс]. – 19 мая 2011. – Официальный сайт. – Режим доступа: <http://www.gosnadzor.ru/>
4. Энергосберегающие, экологически безопасные технологии GTL [Электронный ресурс]. – 19 мая 2011. – Сайт «Энергосинтоп». – Режим доступа: <http://energосyntop.com/>
5. Утилизация и переработка отходов нефтепродуктов / С. Заякин // Эксперт Оборудование. – 2008. – № 10. [Электронный ресурс]. – 21 мая 2011. – Сайт электронного журнала «Эксперт Оборудование». – Режим доступа: http://www.obo.ru/?lang=ru&option=message&mess_id=1127.
6. Технология биовосстановления «Олеоворин» для очистки грунтов и стоков от загрязнения нефтепродуктами, фенолом, креозотом [Электронный ресурс]. – 21 мая 2011. – Сайт экологического проекта «SavePlanet.su». – Режим доступа: http://www.saveplanet.su/tehno_68.html.

**РАЗРАБОТКА ОСНОВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ
ПО РЕКОНСТРУКЦИИ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ОАО «ГАЗПРОМ»
С ПРИМЕНЕНИЕМ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ
ЕДИНИЧНОЙ МОЩНОСТЬЮ 32 МВт**

Д.И. Николаенко, А.С. Жадан, О.О. Гоклов
ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ"

На современном этапе возрастная структура парка газоперекачивающих агрегатов ОАО «Газпром» свидетельствует о его моральном и физическом старении. В отсутствие мероприятий по реконструкции к 2020 г. нормативный ресурс 100 тыс.ч выработают более 58% газотурбинных ГПА, к 2030 г. – более 76% агрегатов. В связи с указанным, в настоящее время в ОАО «Газпром» остро стоит вопрос реконструкции действующих компрессорных станций.

Как показывают результаты исследований, выполненных ООО «Газпром ВНИИГАЗ», при реконструкции КС целесообразно применять агрегаты большо-

го типоразмера (единичной мощностью 32-35 МВт). Данное решение, в сравнении с применением ГПА меньшей мощности, позволяет:

- достичь экономии топливного газа за счет повышения КПД в результате применения ГТД повышенной мощности;
- уменьшить протяженность трубопроводной обвязки КС и количество запорно-регулирующей арматуры;
- уменьшить количество КИПиА, упростить САУ КЦ;
- уменьшить площади застройки, сократить время строительства КС.

В выполненной работе проведено технико-экономическое сравнение вариантов применения ГПА-32 для реконструкции КС, оснащенной газоперекачивающими агрегатами ГТК-10-4, а также сопоставление их с вариантом реконструкции с применением ГПА единичной мощностью 16 МВт.

Технические решения по реконструкции рассмотрены на примере компрессорных цехов КЦ-4 и КЦ-5 КС «Надымская» ООО «Газпром трансгаз Югорск».

Для реконструкции выбраны следующие агрегаты:

- ГПА единичной мощностью 16 МВт – типа ГТН-16Р, поставки ОАО «Сатурн-Газовые турбины» (г. Рыбинск);
- ГПА единичной мощностью 32 МВт – типа «Ладога-32РП», поставки ЗАО «Росэлектропром Холдинг» (г. Санкт-Петербург).

При выполнении технико-экономических расчетов рассмотрены следующие варианты проведения реконструкции:

Базовый вариант предусматривает демонтаж агрегатов ГТК-10-4 и установку вместо них агрегатов типа ГТН-16Р. Установка новых ГПА выполняется в существующих зданиях компрессорных цехов.

Вариант I предусматривает замену агрегатов ГТК-10-4 на ГПА «Ладога-32РП» с установкой их в существующих зданиях КЦ.

Вариант II предусматривает демонтаж существующих агрегатов ГТК-10-4 и демонтаж крыльев зданий КЦ и установку на освободившихся площадках агрегатов ГПА «Ладога-32РП» в индивидуальных укрытиях ангарного типа.

Во всех перечисленных выше вариантах также предусматривается выполнение реконструкции установок очистки газа с заменой пылеуловителей, установок охлаждения газа с заменой АВО газа, а также вспомогательных систем.

Вариант III предусматривает строительство на отдельной площадке нового цеха с агрегатами ГПА «Ладога-32РП» в индивидуальных укрытиях с

новыми установками очистки газа, охлаждения газа и вспомогательными системами и сооружениями. Строительство предусматривается в два этапа. На первом этапе на новой площадке сооружаются мощности для компримирования газа, эквивалентные по мощности КЦ-4, при этом в процессе строительства существующий КЦ-4 остается в работе. После завершения первого этапа КЦ-4 выводится из эксплуатации и демонтируется. На втором этапе предусматривается расширение мощностей ГПА на новой площадке на величину, эквивалентную по мощности КЦ-5, при этом в процессе строительства существующий КЦ-5 также остается в работе. После завершения второго этапа КЦ-5 выводится из эксплуатации и демонтируется.

Проведенный анализ позволяет сделать следующие выводы:

1. По основному критерию экономической оценки – суммарным дисконтированным затратам (без учета потерь газа), а также капитальным вложениям и годовым производственным расходам преимущество имеет вариант применения ГПА единичной мощностью 32 МВт.

По результатам расчета наилучшие экономические показатели имеет вариант I с установкой ГПА-32 в существующие здания КЦ-4 и КЦ-5.

2. При реконструкции КС с применением ГПА-32 рекомендуются следующие основные решения:

- базовая технологическая конфигурация реконструируемой компрессорной станции – как минимум, двухцеховая КС, работающая в едином гидравлическом режиме;
- количество устанавливаемых ГПА – 5 единиц, в случае снижения производительности системы возможна установка 4-х агрегатов;
- принцип реконструкции – сооружение цехов на примыкающей площадке либо установка ГПА в существующие здания. Выбор метода определяется степенью загрузки ГТС при реконструкции и наличием вблизи КС свободных площадок, пригодных для строительства нового КЦ.

**ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА КОМПОНОВКИ СОВРЕМЕННЫХ
ДОЖИМНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ С УЧЕТОМ ЭТАПНОСТИ ВВОДА
В ЭКСПЛУАТАЦИЮ И СНИЖЕНИЯ ВХОДНОГО ДАВЛЕНИЯ ГАЗА**

А.Ю. Хохлов
ОАО "ВНИПИгаздобыча"

Экономическая эффективность сжатия газа существенно зависит от выбранной компоновки станции и параметров работы рассматриваемых компрессоров. Все решения о компоновки КС такие как число установок, требования по резервированию, тип привода и компрессоров, оказывают влияние на расход топлива, эксплуатационную гибкость и работоспособность станции.

Для выполнения требований повышенной газоотдачи возможно также применение альтернативных вариантов технологического развития ДКС за счет наращивания параллельно установленных ГПА на базе многокорпусных компрессорных установок.

При разработке месторождений природного газа существуют периоды постоянного и падающего уровня добычи. Специфическим требованием к оборудованию Дожимных компрессорных станций (ДКС) является непрерывное повышение необходимой степени сжатия по мере снижения входного давления газа.

Многие компрессорные установки не эксплуатируются при полной пропускной способности с начала проекта, а наращивают ее, по мере выработки месторождения или находятся новые потребители газа.

Оборудование устанавливаемое сегодня будет находится в работе в течении десятилетий и за этот период практически для каждого из компрессоров произойдет изменение параметров компримирования. Поэтому должна быть предусмотрена возможность изменения ступеней сжатия или режимов работы компрессорной станции. Кроме того, чем менее дорогостоящим и трудоемким становится изменение ступеней, тем более часто это изменение может быть выполнено, позволяя оборудованию работать в течении большего времени.

Газоперекачивающий агрегат (ГПА) выполненный в двухкорпусном исполнении оснащен высоконапорным ЦК со степенью повышения давления $\pi_k=5$, имеет более широкую область применения, по сравнению с однокорпусным, что упрощает технологическую схемы КС, а также снижается потребность в арматуре по сравнению с двухступенчатой схемой КС при использовании ЦК, имеющего $\pi_k=1,45\dots 2,0$.

Применение многокорпусных КУ мощностью до 25 МВт оправдано на вновь строящихся централизованных ДКС для разработки перспективных месторождений Ямала и на морских платформах.

КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ МЕТОДЫ. ПРИМЕНЯЕМОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

К.Ф. Баландин
ООО "Нефтегазгеодезия"

Капитальный ремонт магистральных газопроводов является гарантией их безопасности и представляет собой одну из важнейших задач ОАО "Газпром". В настоящее время в ОАО "Газпром" реализуется несколько программ, одной из которых является утвержденная в 2004 г. "Программа по ремонту изоляционных покрытий магистральных газопроводов", основная цель которой – восстановление надежности антикоррозионной защиты существующих газопроводов.

За период действия программы в ОАО "Газпром" проделана огромная работа по расширению нормативной базы. Существующие документы дополнены отраслевыми стандартами (СТО Газпром), которые разработаны с учетом опыта строительства и капитального ремонта прошлых лет и отвечают современным требованиям в области проектирования, строительства, безопасности и охраны окружающей среды. Повысились требования к применяемому оборудованию, технологиям, изделиям и материалам. Созданы реестры разрешенных к применению на объектах ОАО "Газпром" материалов и оборудования.

С выходом в свет в 2008 г. постановления Правительства РФ № 87 "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию" утвержден состав проектной документации, причем требования постановления предъявляет одинаковые требования к содержанию проектов на капитальный ремонт и новое строительство.

С момента начала реализации программы расширился круг методов производства капитального ремонта. При подготовке к капитальному ремонту газотранспортные общества стали уделять большее внимание диагностике состояния трубопроводов и оценке объемов работ по переизоляции и замене участков газопроводов. Наряду со сплошной переизоляцией газопроводов без изменения их планового положения все шире применяется метод капитального ремонта с полной заменой труб, предусматривающий прокладку отремонтиро-

ванных участков газопроводов параллельно старым и вывод из эксплуатации существующих участков. При параллельной прокладке газопроводов в рамках капитального ремонта перед проектировщиками встают те же вопросы, что и при проектировании новых объектов: обоснование выбора трассы газопровода, оформление землеустроительных документов, выбор применяемых труб, способ укладки и т.д., что значительно повышает требования к капитальному ремонту.

За период участия в программе ОАО "Газпром" с 2005-го по 2011-й год ООО "Нефтегазгеодезия" разработана проектная и рабочая документация на капитальный ремонт магистральных газопроводов для различных газотранспортных обществ. Проекты ООО "Нефтегазгеодезия" предусматривают комплексный капитальный ремонт газопроводов общей протяженностью более трех тысяч километров.

В настоящее время для защиты магистральных газопроводов от подземной коррозии используются изоляционные покрытия заводского и трассового нанесения, имеющие положительный опыт применения и соответствующие техническим требованиям ОАО "Газпром". Используемые материалы более надежны и долговечны по сравнению с применяемыми ранее пленочными покрытиями и призваны продлить срок службы магистральных газопроводов.

Доклад посвящен описанию методов, оборудования и материалов, используемых в настоящее время при капитальном ремонте магистральных газопроводов.

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ УНИФИЦИРОВАННЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

М.П. Артемова
Филиал ДОО "Газпроектинжиниринг" в г. Ростов-на-Дону

Унифицированные проектные решения (УПР) – это систематизированная техническая информация, содержащая принципиальные технологические решения, схемы, унифицированные конструктивные решения, компоновочные чертежи, спецификация основного оборудования и материалов, ведомости объемов работ и текстовые документы, указания по выполнению инженерных расчетов.

Цели разработки УПР – применение типовых технических решений, повышение качества и снижение трудозатрат при разработке проектно-сметной документации.

До 1990-х гг. в газовой отрасли существовала система типовой проектной документации, которая в дальнейшем не актуализировалась и морально устарела.

Анализ выполнения планов капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов показал, что одной из причин невыполнения является низкое качество проектно-сметной документации (ПСД) для капитального ремонта.

В ОАО «Газпром» принято решение разработать систему типовой проектной документации для проектирования капитального ремонта объектов линейной части магистральных газопроводов в 2011-2012 гг., а с 2013 г. обеспечить применение типовых унифицированных проектных решений при разработке проектно-сметной документации.

ДОО «Газпроектинжиниринг» совместно с ООО «Газпром центрремонт» разработал перечень унифицированных проектных решений для капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов, который включает решения по сухопутной части, в составе 16 частей, и решения по подводным переходам, в составе 20 частей.

В настоящее время ведется разработка унифицированных проектных решений по капитальному ремонту линейной части магистральных газопроводов в горных условиях, в условиях вечномерзлых грунтов, на переходах через автомобильные и железные дороги и т.д.

Первым нормативным документом стал «Унифицированные проектные решения по капитальному ремонту линейной части магистральных газопроводов. Часть 3. Горные условия». Основой для разработки УПР послужили систематизированные типовые технические решения для рабочей документации по объекту «Газопровод-отвод от газопровода Джубга-Лазаревское-Сочи до Туапсинского НПЗ». Ввиду сложных условий прохождения трассы проектируемого газопровода в горной местности (сейсмичность, наличие участков активных тектонических разломов, стесненные условия, продольные уклоны свыше 20⁰), а также отсутствия конкретных решений в существующей нормативной литературе, было принято решение переработать имеющуюся нормативно-техническую документацию для формирования справочной информации в виде таблиц и схем.

Полученные типовые технические решения также были использованы при разработке рабочей документации по объектам «Газопровод-отвод на

Джубгинскую ТЭС» и «Реконструкция магистрального газопровода "Майкоп – Самурская - Сочи"».

Унифицированные проектные решения содержат текстовую часть и графические приложения. В текстовой части представлена упорядоченная информация по видам работ в виде таблиц и комментариев к ним. Графическая часть содержит унифицированные проектные решения основных элементов трубопровода. Например, «Типовые поперечные сечения полук, выемок и срезок», «Типовое сечение траншеи на участке активных тектонических разломов», «Каменная перемычка» и др. Также представлен пример оформления плана и профиля.

По-нашему мнению, необходимость разработки унифицированных проектных решений подтверждает экспертиза проектно-сметной документации по капитальному ремонту линейной части магистральных газопроводов, проводимая нашим Обществом по заданию ООО «Газпром центрремонт» в 2009г. Анализ замечаний показал наличие многообразия технических решений, низкое качество проектно-сметной документации, незнание действующей нормативно-технической документации. Как следствие Заказчик получает недостоверную информацию о стоимости строительно-монтажных работ и сроках проведения капитального ремонта.

Опыт применения типовых технических решений показал:

- снижение количества ошибок и повышение качества проектно-сметной документации;
- более точное определение затрат на проведение строительно-монтажных работ по всем направлениям строительства;
- снижение трудозатрат на 10 %;
- сокращение сроков обучения проектированию молодых специалистов;
- снижение количества ошибок при проектировании молодыми специалистами;
- разработанные типовые технические решения применимы для всех видов строительства – капитальный ремонт, реконструкция, новое строительство.

**СТАНЦИЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗ ДЛЯ КС "ЯРЫНСКАЯ"
МГ "БОВАНЕНКОВО-УХТА" В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ НА
ОСНОВЕ ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ АГРЕГАТОВ БОЛЬШОЙ ПРОИЗВОДИ-
ТЕЛЬНОСТИ, УСТАНОВЛИВАЕМЫХ НА ВХОДНОМ ПОТОКЕ ГАЗА**

Д.И. Николаенко, М.В. Пьянков, К.Ю. Скопин
ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ"

Освоение месторождений на Крайнем Севере Западной Сибири и, в частности, на полуострове Ямал, ставит перед проектными организациями задачу поиска наиболее оптимальных технических решений, обеспечивающих минимизацию капитальных и эксплуатационных затрат, снижение экологического ущерба при строительстве и эксплуатации магистральных газопроводов, надежность и безопасность объектов транспорта газа. Особая роль в этом вопросе отводится начальным (северным) участкам трассы газопроводов, прокладываемых в наиболее неблагоприятных природных условиях: сплошное и массивно островное распространение многолетнемерзлых грунтов (ММГ), прослойки и массивы подземных льдов, развитие различных криогенных процессов. Транспорт газа в этих условиях должен осуществляться при отрицательной температуре, с целью сохранения грунтов в мерзлом состоянии, обеспечения целостности и устойчивости трубопровода.

На компрессорных станциях (КС) магистральных газопроводов (МГ) в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов традиционно применяется парокompрессионная система охлаждения газа с пропановым или пропан-бутановым хладагентом.

Рассматриваемая технология охлаждения газа, базирующаяся на турбодетандерном холодильном цикле и исключающая необходимость использования хладагента. В этом состоит новизна технических решений, применительно к технологии КС.

Турбодетандерные агрегаты (ТДА) нашли применение на УКПГ промыслов (Ямбургское, Песцовое м.р. и др.), однако в системах транспорта газа они не использовались. Разработанный холодильный цикл учитывает особенность технологии КС. В нем применены ТДА низкого (а не высокого, как на УКПГ) давления, устанавливаемые на входном потоке КС, что позволило наиболее эффективно использовать стабильно пониженную температуру газа на входе КС, улучшить условия регулирования давления и температуры на выходе КС.

Основная идея разработки заключается в использовании в качестве источника холода на станции охлаждения газа (СОГ) КС турбодетандерных агрегатов, снижение температуры газа в которых достигается за счет его расширения в турбине ТДА при срабатывании перепада давления.

Были рассмотрены различные схемы применения ТДА:

- ТДА (турбина) установлена на входном потоке газа – схема с ТДА низкого давления (ТДА НД);
- ТДА (турбина) установлена на выходном потоке – схема с ТДА высокого давления (ТДА ВД);
- ТДА (турбина) установлена на выходном потоке – схема с рекуперацией холода (ТДА ВД и РТО).

Для сравнения различных схем охлаждения газа были выполнены две серии технологических расчетов:

- при нормативной расчетной температуре наружного воздуха. Эти расчеты послужили базой для выбора основного оборудования и при определении экономического эффекта. Расчеты выполнены, как для предлагаемой турбодетандерной системы охлаждения, так и для альтернативной парокompрессионной схемы;
- при среднемесячных значениях наружной температуры в течение «теплого» периода года (время работы СОГ). Расчеты выполнены для турбодетандерной схемы СОГ, с целью определения технологических параметров (режимов) работы системы охлаждения газа в принятом варианте схемы

Применение СОГ на базе турбодетандерной технологии охлаждения газа обеспечивает минимизацию капитальных и эксплуатационных затрат, улучшает экологическую обстановку, повышает безопасность эксплуатации КС в целом.

СПЕЦИФИКА РАСЧЁТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ, ПРОМЫСЛОВЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ

Н.А. Жирнов ЗАО "ГазНИИпроект"

В современном мире трубопроводы являются средством коммуникации, связывающим в единую техническую систему машины и оборудование в широком диапазоне их назначений, масштабов и стоимости. Важным этапом как на стадии проектирования трубопроводов, так и в процессе их эксплуатации является прочностной расчет технологических трубопроводов.

Отличительными особенностями технологических трубопроводов являются:

- большой диапазон изменения рабочих параметров в трубе;
- зачастую сложная пространственная геометрия (повороты, тройники, глухие отводы);
- повышенная опасность транспортируемых сред;

- сложный характер закрепления;
- отсутствие резервирования;
- разнообразие возможных механизмов разрушения, зависимость основной нагрузки (давления транспортируемой среды) от времени;
- технологические трубопроводы, как правило, не позволяют проводить обследование внутритрубным диагностическим снарядами.

Последние обстоятельства особенно важны с учетом того, что срок эксплуатации многих технологических трубопроводов приближается к предельно допустимому. Это повышает требования к точности расчета и оценки напряженно-деформированного состояния (НДС) технологических трубопроводов.

В настоящее время проектировщик может производить расчет трубопровода либо:

- "вручную" отдельно каждого элемента трубопровода по методикам нормативных документов;
- с помощью сертифицированных, «узкозаточенных», расчетных программ, работающих на основе принятых в России методик расчета и проектирования;
- с помощью универсальных программных систем конечно-элементного (МКЭ) анализа.

В первой части данной работе рассмотрены методики расчета, заложенные в нормативные документы (СНиП 2.05.06-85 и СА 03-003-07), приведены их преимущества и недостатки, проанализированы сложности, возникающие при проведении прочностных расчетов.

Расчет по СНиП, без использования специальных программ имеет ряд сложностей и недостатков:

- реальная конфигурация трассы трубопровода не учитывается, даны только общие рекомендации;
- нет методики расчета трубопровода на резонанс;
- учитываются не все нагрузки от температурных расширений трубопроводов;
- нет методики учета дополнительно возникающих продольных осевых напряжений;
- нет учета влияния изоляционных покрытий;
- оценка циклической прочности нормами не предусмотрена;

- за расчетную температуру принимается максимальная температура транспортируемого продукта, что приводит к необоснованно завышенным запасам прочности.

Стоит отметить, что существующие методы расчета НДС основаны на учете ограниченного числа действующих нагрузок и связанных с ними процессов деформации. Влияние не учтенных в явном виде процессов деформации предлагается учитывать с помощью коэффициентов запаса.

Во второй части работы проведено сравнение и анализ прочностных расчетов на примере использования программ ПС Старт и ANSYS, выявлены и рассмотрены некоторые их особенности.

В основе работы ПС Старт используются действующие нормативные документы. (СНиП 2.05.06-85, СА 03-003-07 и другие). Данный продукт позволяет производить расчеты прочности и жесткости трубопроводов различного назначения, имеющих произвольную конфигурацию в пространстве, при статическом и циклическом нагружении, а также толщин стенок труб и соединительных деталей на давление. Позволяет учитывать реальную конфигурацию трассы (пространственную геометрию), характер закрепления трубопровода. Однако область применения и возможности ПС Старт остаются ограниченными. В работе рассмотрены некоторые из ограничений и даны рекомендации по их устранению.

Любая теоретическая модель описывает реальную конструкцию с некоторым приближением. Выполнение условий прочности от действия давления является необходимым, но не достаточным – может потребоваться увеличение толщин стенок или усиление накладкой в тех случаях, когда для безопасного восприятия давления этого делать не нужно. С увеличением срока эксплуатации в материале трубы происходит рост и накопление первоначальных разрушений, вследствие чего запас прочности снижается. Следовательно, недостатки существующей методологии расчета напряжений в технологических трубопроводах, связанные с пренебрежением влияния некоторых эксплуатационных факторов, могут стать одной из основных причин снижения надежности технологических трубопроводов, длительное время находящихся в эксплуатации.

Таким образом, рассчитывая трубопроводы на прочность в первом приближении толщину стенки труб и СДТ рационально определять «вручную», по методикам действующих стандартов, а окончательный расчет проводить в специализированных программах (например, ПС Старт). При необходимости в особых случаях для оценки напряжений можно рекомендовать использовать специализированные программы, реализующие расчеты тонкостенных оболочечных конструкций методом конечных элементов (например, ANSYS).

Данной работой обосновывается целесообразность комплексного подхода к проведению прочностных расчетов, реализованного мною при работе, в частности, над проектами "Реконструкция КС Давыдовская" и "Реконструкция КРП-14".

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАТУХАНИЯ ПУЛЬСАЦИЙ ГАЗА В ТРУБОПРОВОДАХ

Г.И. Наместников, Д.В. Парфенов, В.В. Шабаров
ОАО "Гипрогазцентр"

При проектировании расходоизмерительного центра одной из технологических проблем является проблема минимизации уровня пульсаций по давлению и расходу газа на входе в измерительный аппарат.

Известно, что на выходе ГПА наблюдаются пульсации потока газа – низкочастотные, связанные с конвективным переносом вихревых возмущений, зависящие от геометрии улитки и нагнетателя; высокочастотные, связанные со срывом вихрей с лопаток нагнетателя.

Представляется неизвестным вопрос того, как указанные пульсации распространяются в трубопроводных системах, являются ли они затухающими и как модифицируются в потоке газа при различных условиях (давление, расход газа) в различных трубопроводных системах (при наличии ряда неоднородностей в трубопроводе, таких как отводы, тройники и пр.). Теоретические модели имеют ряд ограничений к применению для исследования указанной проблемы.

В работе рассматривается применение метода 3D моделирования трубопроводов и решения полной системы 3-х мерных уравнений движения газа (уравнение количества движения, уравнение неразрывности, уравнение сохранения энергии). В качестве программы, позволяющей решать указанные уравнения численным способом, предлагается одна из широкоизвестных программ, зарекомендовавшая себя на мировом уровне ANSYS CFX.

В работе показывается методика моделирования трубопровода в указанной программе, производится сравнение результатов решения задачи с решением, полученным на основе теоретического подхода.

Полученная методика расчетов может быть применена к различного рода «сложным» задачам, примеры таких задач приводятся в докладе. Первым примером приводится моделирование движения пульсирующего потока газа в трубопроводе с наличием отвода. Второй пример показывает движение кратковременного импульса потока газа в трубопроводе. Рассмотрен импульс, представляющий собой один полный период гармонического колебания, в процессе

распространения вдоль трубопровода импульс изменяет не только свою форму, но и частоту, что показывает проявление дисперсионных свойств среды.

В дальнейшем рассматриваемая методика может быть использована при моделировании сложных и разветвленных трубопроводных систем.

КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ЧЕРЕЗ КУЙБЫШЕВСКОЕ ВОДОХРАНИЛИЩЕ

Р.В. Чуров
ООО "Нефтегазгеодезия"

Подводный переход магистральных газопроводов Челябинск–Петровск, Уренгой–Петровск, Уренгой–Новопсков через р. Волга в районе Куйбышевского водохранилища был запроектирован и построен в 80-х годах прошлого столетия. На тот момент прокладка обетонированных труб D_y700 мм на подводном переходе осуществлялась впервые с СССР, вследствие чего переход был определен опытно-промышленным объектом.

Коридор магистральных газопроводов на подводном переходе содержит 12 ниток, ширина коридора составляет 400–500 м.

Ширина Куйбышевского водохранилища при нормальном подпорном уровне (НПУ) в створе подводного перехода составляет 5–5,5 км, глубина достигает 35 м.

В ходе эксплуатации значительным повреждениям подверглось бетонное покрытие труб, нанесенное в свое время в трассовых условиях. Разрушение бетонного покрытия приводит к оголению газопроводов и контакту элементов арматурного каркаса с телом трубы, что влечет за собой развитие коррозионных процессов.

В настоящее время перед эксплуатирующей организацией остро стоит необходимость капитального ремонта газопроводов, проложенных на подводном переходе более 30 лет назад.

Капитальный ремонт подводного перехода магистральных газопроводов через р. Волга представляет собой комплексную проблему, включающую в себя не только выбор применяемых труб и способа укладки газопроводов, но и оснащение их надежной системой электрохимической защиты. Особняком стоит проблема разработки системы антикоррозионного мониторинга газопроводов, основные требования к которой в настоящее время отсутствуют.

Проектной организацией ООО "Нефтегазгеодезия" в 2010 г. была разработана проектная и рабочая документация на капитальный ремонт двух ниток

газопроводов на подводном переходе через р. Волга в районе Куйбышевского водохранилища. В настоящий момент документация находится в стадии экспертизы.

Капитальный ремонт предусмотрено выполнить методом полной замены труб. В границах подводно-технических работ проектной документацией предусмотрено использование труб с балластным покрытием заводского нанесения, производства ОАО "Московский трубозаготовительный комбинат".

Доклад посвящен описанию основных проектных решений по капитальному ремонту газопроводов и особенностям проведения капитального ремонта, поскольку прокладка магистральных газопроводов на подводных переходах шириной 5,5 км и по сей день является уникальной задачей.

ОСОБЕННОСТИ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ РАСЧЕТА И ПРОЕКТИРОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В РАЙОНАХ ПОВЫШЕННОЙ И ОСОБОЙ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ОПАСНОСТИ

А.Е. Квашнин
ОАО "ВНИПИгаздобыча"

Современный этап развития нефтегазового комплекса Российской Федерации связан с вовлечением в разработку значительных запасов углеводородов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке и формированием новых систем трубопроводного транспорта. В России около 20% территорий подвержено воздействию землетрясений интенсивностью более 7 баллов по шкале MSK-64, более 5% территорий – 8-9 баллов. При этом к данным территориям относятся не только перспективные регионы по запасам углеводородов и развитию трубопроводного транспорта, такие как Якутия, Сахалин, но и регионы, принимающие активное участие в формировании единой системы газоснабжения страны, например, Северо-Кавказский регион, в котором вероятность землетрясений интенсивностью 8-9 баллов сохранится в течении ближайших 50 лет.

Основным недостатком существующих подходов к обеспечению надежности трубопроводного транспорта в сейсмически опасных зонах является отсутствие в нормах проектирования требований по учету особенностей строительства линейно протяженных объектов. Методика расчета действия сейсмических сил для трубопровода ограничена районами с сейсмичностью в пределах 8 баллов.

В данной работе представлен опыт ОАО «ВНИПИгаздобыча» по учету сейсмических воздействий на трубопровод при проектировании магистрального газопровода «БТК Киринского ГКМ - ГКС «Сахалин». Трасса магистрального

газопровода имеет участки как повышенной сейсмической опасности (интенсивность возможных землетрясений до 9 баллов), так и участки особой сейсмической опасности – зоны с возможной интенсивностью землетрясений 9 баллов и выше, пересечения с активными тектоническими разломами. В работе представлены технические решения по обеспечению необходимого уровня надежности трубопровода, освещены особенности современных методов расчета на прочность и устойчивость с учетом сейсмических нагрузок на трубу. Автором в работе рассмотрены исследовательские и исторические данные о последствиях влияния землетрясений на состояние и работоспособность подземных трубопроводов, а также современных методик оценки несущей способности конструкций подземных магистральных газопроводов.

Учет воздействия природных факторов на работоспособность трубопроводных систем и правильный выбор технических решений проектирования магистральных газопроводов является одним из главных условий повышения надежности и безопасности трубопроводного транспорта. В связи с этим, в настоящее время с развитием новых методов и возможностей моделирования и расчетов большое внимание следует уделять прогнозированию потенциально-возможных аварийных ситуаций на стадии проектирования и принятию более точных технических решений с целью минимизации будущих затрат на эксплуатацию объектов нефтегазовой промышленности.

АНАЛИЗ СТАЦИОНАРНЫХ И ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДА "ДЖУБГА-ЛАЗАРОВСКОЕ-СОЧИ" В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ OLGA.

Д.И. Николаенко, Е.С. Зубарев, К.Ю. Скопин
ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ"

Для выполнения оценки надежности транспорта газа при проектировании газопроводов и систем газоснабжения возникает необходимость моделирования не только стационарных, но и переходных режимов работы, таких, как первичное заполнение, запуск/останов, очистка полости газопровода и др.

Возможность проводить расчеты в динамическом режиме позволяет глубже понять и проанализировать сущность рассматриваемых процессов, смоделировать и испытать схему регулирования, исследовать пусковые режимы, получить представление о реально работающем процессе и поведении объекта в нештатных ситуациях еще до его строительства и ввода в эксплуатацию.

Основной проблемой при решении подобных задач является необходимость определения параметров транспортируемой среды в каждой точке модели в каждый момент времени, что предполагает большой объем промежуточных вычислений.

Газопровод «Джубга-Лазаревское-Сочи» с рабочим давлением 9,81 МПа предназначен для обеспечения надежного и бесперебойного газоснабжения потребителей Туапсинского и Сочинского районов. Данный газопровод соединят МГ «Голубой - Поток» – «Россия-Турция» и МГ «Майкоп-Самурская-Сочи».

Для моделирования нестационарных режимов работы газопровода Джубга-Лазаревская-Сочи было принято решение использовать программный пакет OLGA. На сегодняшний день OLGA является промышленным стандартом в области моделирования многофазных нестационарных процессов в нефтегазовой отрасли. В основу базы данных расчетного модуля OLGA положены результаты натурных экспериментов, проведенных в научно-исследовательском институте Sintef.

При разработке норм технологических режимов эксплуатации газопровода «Джубга-Лазаревское-Сочи» на базе программного продукта OLGA был выполнен гидравлический и тепловой анализ стационарных и переходных режимов эксплуатации газопровода.

В ходе выполнения расчетов были смоделированы следующие режимы работы газопровода:

- Стационарный режим работы газопровода с различной степенью загрузки потребителей при разном уровне давления в начальной точке газопровода.
- Режим работы газопровода «Джубга-Лазаревское-Сочи» в период плановых остановок газопровода «Голубой поток» для проведения планово предупредительных работ с подачей газа из газопровода «Майкоп-Самурская-Сочи».

На основании расчетов определен уровень максимальной загрузки потребителей при различном давлении в начальной точке газопровода, а также параметры газа в точках отбора.

Кроме того, определено время падения давления в газопроводе до минимально допустимого значения в случае прекращения подачи газа из МГ "Голубой Поток" и переход газопровода "Джубга-Лазаревское-Сочи" в реверсный режим работы для различных уровней загрузки потребителей.

Проведенный анализ режимов работы газопровода позволил количественно оценить изменения параметров транспортируемого газа. На основании

выполненных расчетов были разработаны нормы технологического режима эксплуатации газопровода "Джубга-Лазаревское-Сочи".

ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ КС ПХГ

Е.В. Мысков
ДООО "Газпроектинжиниринг"

Развитие газовой и ряда смежных отраслей промышленности сегодня в значительной степени зависит от дальнейшего совершенствования эксплуатации и обслуживания систем трубопроводного транспорта газа из отдаленных и порой слабо освоенных регионов в промышленные и центральные районы страны.

В связи с непрерывным ростом стоимости энергоресурсов в стране, увеличением себестоимости транспорта газа, невозобновляемостью его природных ресурсов, важнейшими направлениями работ в области трубопроводного транспорта газов следует считать разработки, направленные на снижение и экономию энергозатрат.

Для того, чтобы оперативно управлять режимами работы всей газотранспортной системы строятся подземные хранилища газа (ПХГ). ПХГ оснащаются компрессорными станциями, отличительной особенностью которых является более высокое значение степени сжатия газа.

Объём потребляемого газа в РФ и за рубежом постоянно растёт. Следствием данного процесса являются отборы газа из ПХГ с понижением пластового давления до минимального уровня. Встаёт вопрос о компрессорном отборе газа, что влечёт за собой колоссальные финансовые вложения.

Целью моего доклада является переход ДООО «Газпроектинжиниринг» на следующий, ещё более прогрессивный уровень развития, путём применения инновационных, уникальных в своём роде, технических решений в проектах. Одно из таких решений - применение двухсекционных нагнетателей отечественного производства на КС ПХГ. Нагнетатель параллельно-последовательной конструкции обеспечивает более высокую эффективность режимов отбора и закачки газа на ПХГ. Уникальным является не только конструкция нагнетателя, но и схема его трубопроводной обвязки. Для достижения своей цели мне необходимо было решить ряд задач, а именно: 1) разработать технические требования к нагнетателю по всем параметрам его работы; 2) найти производителя в России, который сможет разработать нагнетатель такой конструкции; 3) спроектировать трубопроводную обвязку

ГПА, в состав которого будет входить данный нагнетатель. Обязка должна обеспечивать корректную и эффективную работу компрессорного цеха в целом.

Данные задачи были успешно решены мною при выполнении проектных работ по объекту: «Расширение Касимовского ПХГ свыше 9 млрд. м³ активной ёмкости и увеличение суточной производительности до 130 млн. м³».

К установке были приняты два газоперекачивающих агрегата типа ГПА-10ПХГ «Урал» мощностью 10 МВт с нагнетателем двухступенчатого сжатия производства ОАО НПО «Искра» (г. Пермь), устанавливаемых на площадке компрессорного цеха с АВО газа. Эти агрегаты имеют широкий диапазон регулирования по производительности при изменяющейся степени повышения давления.

Применение агрегатов такого типа позволило:

- иметь на ПХГ достаточные мощности по компримированию газа;
- обеспечить максимальную суточную закачку газа;
- осуществлять компрессорный отбор газа;
- сэкономить территорию, отведённую для строительства КЦ с АВО газа;
- сэкономить значительные капитальные вложения на строительство и дальнейшее обслуживание КЦ с АВО газа.

Кроме того, новое техническое решение позволяет существенно сократить сроки и трудозатраты на проектирование КС ПХГ, обеспечить требуемое качество проектной и рабочей документации, предвосхитить ожидания заказчика.

ОЦЕНКА РИСКА И РАСЧЕТ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙ НА ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТА ГАЗА С ПРИМЕНЕНИЕМ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

И.С. Мишин, С.А. Борусяк, С.А. Сорвенков
ОАО "Гипрогазцентр"

С 2010 года было утверждено и введено в действие СТО Газпром 2-2.3-351-2009 согласно которому проводится анализ риска для опасных производственных объектов транспорта газа. В связи с этим существующие средства автоматизированного проектирования для оценки риска и расчет последствий аварий на объектах транспорта газа стали не актуальны.

ОАО «Гипрогазцентр» совместно с специалистами Института прикладной физики Российской Академии наук (ИПФ РАН) разработал программу «ПА-

РИС», которая является новым средством автоматизированного проектирования, выполняющим оценку риска и расчет последствий аварий на объектах транспорта газа, согласно СТО Газпром 2-2.3-351-2009

Данная программа учитывает:

- Размеры расчетной области;
- Условия окружающей среды;
- Параметры газа.

Программа «Парис» в качестве подложки позволяет загрузить графические файлы с расширением bmp, jpg, gif, dwg, dxf и др.

В данной программе задается анализируемый объект. Это может быть магистральный трубопровод, площадной объект (КС, ГРС) или отвод на ГРС. Возможны различные сочетания данных объектов.

Программа «ПАРИС» позволяет выбрать один или несколько сценариев, согласно дереву событий, приведенному в СТО Газпром 2-2.3-351-2009, по которому необходимо оценить потенциальный риск и выполнить расчет последствий аварий.

В результате проведенного расчета получаем результаты по следующим событиям:

- Разлет осколков;
- Загазованность;
- Избыточное давление (взрыв);
- Пожар в котловане;
- Струевые пламенна.

При расчете потенциального риска учитываются:

- ожидаемая частота аварий;
- условная вероятность гибели человека;
- условная вероятность реализации сценария аварии.

Преимуществом данного средства автоматизированного проектирования является:

- Определение потенциального риска для каждого из перечисленных событий, не прибегая к расчету последствий от каждого сценария аварий;
- Формирование файла отчета формате MS Word, в котором представлено наглядное оформление расчетов по всем сценариям аварий и потенциальный риск, в соответствии с требованиями ОАО «Газпром», Ростехнадзора и МЧС России;
- Удобство в применении, что уменьшает время проектирования объектов транспорта газа.

**СОВРЕМЕННОЕ КАРТОГРАФИРОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА
ПРИРОДНУЮ СРЕДУ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

И.Л. Курбанов, М.А. Майорова
ОАО "ВНИПИГаздобыча"

Одним из важнейших методов изучения состояния природы и отдельных ее компонентов на сегодняшний момент является эколого-географическое картографирование, применение которого способствует более рациональному проведению экологических исследований. При планировании природоохранной деятельности необходимость и эффективность современного картографического обеспечения уже не требует доказательств.

При проектировании таких значительных по протяженности систем, как магистральные газопроводы, необходимо учитывать различные виды воздействий на природную среду для минимизации ущерба при строительстве и последующей эксплуатации объекта. Кроме этого, в настоящее время, необходимо соответствие проектной документации Постановлению Правительства РФ от 16.02.08 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (в ред. от 15.02.11 № 73). Картографический блок в составе проектов по охране окружающей среды имеет большое значение и должен соответствовать всем современным требованиям. В зависимости от объекта проектирования, природных условий территории и требований заказчика в проектной документации возможно представление около 20 покомпонентных карт, а также прогнозных карт загрязнения территории и карт-схем размещения сетей мониторинга за компонентами природной среды.

При использовании такого большого количества разнообразной информации, необходимой для картографирования воздействия магистральных газопроводов на природную среду, целесообразно применять современные методы ее сбора, хранения и предварительной обработки. Как показывает опыт, результативность экологических исследований значительно возрастает за счет построения электронных карт на основе современных технических и программных средств, геоинформационных технологий.

Сооружение каждого объекта требует проведения инженерно-экологических изысканий, которые предоставляют материалы о состоянии природной среды до начала работ. Эта информация входит в состав проекта строительства и является исходной для организации системы экологического мониторинга для отдельной территории. В тоже время предварительно выявляются

основные направления воздействия на компоненты природной среды, оцениваются масштабы и последствия. Само создание экологических карт процесс сложный, трудоемкий и творческий. Составление экологических карт имеет свои особенности, обусловленные своеобразием проблем экологии и целевой направленностью на экологическое обоснование проектов.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ШАХТНОГО ГАЗА ДЛЯ ПИТАНИЯ ГАЗОПОРШНЕВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В.Ю. Жиряков, М.Ю. Тарасов, С.С. Иванов
ОАО "Гипротюменнефтегаз"

Шахтный газ, рудничный газ, газ угольных пластов, шахтный метан - по сути один и тот же газ, но с разным содержанием основного компонента - метана.

Рудничный газ с давних времен считается опасным побочным явлением горной выработки. В разработках месторождений каменного угля метаносодержащий рудничный воздух вытягивается с помощью вентиляторов и поступает в атмосферу. Первопричиной разработки технологий по сбору метана из шахт была безопасность, так как метан при взаимодействии с кислородом взрывоопасен.

Законченной теории выбросов газа в шахтные пространства не существует до сих пор, однако ученые считают, что непредсказуемые газодинамические явления происходят из-за нарушения пластов при подземной выработке. Объемы выделяемого газа зависят от многих факторов: геологических и физических свойств пластов, способа добычи угля и т.п. Один и тот же пласт в различных местах порой может проявлять совершенно разную способность отдавать газ. В настоящее время научные исследования направлены на организацию полной газоотдачи, а также на технологию подготовки и дальнейшего рационального использования полученного газа.

На сегодняшний момент от 30 до 40 % собираемого рудничного газа в дальнейшем используется, в том числе в качестве топлива для мини ТЭЦ.

Наиболее перспективным направлением является использование когенерационных установок – вырабатывающих и электроэнергию, и тепло. Внедрение таких установок позволит обеспечить шахты теплом и электричеством и снизить себестоимость добычи угля.

Современные когенерационные установки позволяют работать на газе с низким содержанием метана и обеспечивают возможность работы двигателей даже при относительно быстром изменении содержания метана в рудничном газе.

Шахтный газ имеет ряд особенностей по сравнению с попутным нефтяным газом, и для его использования в качестве топливного необходима предварительная подготовка.

В 2010 г. ОАО «Гипротюменнефтегаз» совместно с ОАО «Звезда-Энергетика» выполнил работу по договору «Исследование рудничного газа СП «Шахта Северная» (ОАО «Воркутауголь»), результаты работы использовались для выбора технологии подготовки газа и выбора типа энергомашин.

Проведенный анализ компонентного состава газа показал, что газ по своей теплотворной способности, метановому индексу может быть использован в качестве топливного, однако по некоторым показателям, связанным с условиями его добычи, не соответствует требованиям производителей энергомашин. Компонентный состав газа непостоянный, соотношение метана и воздуха в нем постоянно колеблется: содержание кислорода в исследуемом газе от 8 до 12 % молярных, метана - от 37 до 50 % молярных. Рудничный газ СП «Шахта Северная» откачивается из шахты вакуумными водокольцевыми насосами, поток газа содержит большое количество капельной жидкости – воды. Анализы оборотной воды вакуумных насосов показали, что вода заражена сульфатвосстанавливающими бактериями, что обуславливает коррозию и повышенный износ оборудования.

Кроме того, в потоке газа содержится повышенное количество механических примесей, представляющие собой главным образом угольную пыль с небольшим содержанием оксидов металлов.

Таким образом, при разработке технологии подготовки рудничного газа необходимо предусматривать следующие процессы:

- тонкая очистка от капельной жидкости и механических примесей;
- компримирование газа до давления, необходимого для подачи на энергомашины;
- осушка газа для защиты оборудования от коррозии.

**ВЫБОР, АДАПТАЦИЯ И ВНЕДРЕНИЕ САПР ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
АСУ ТП ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

А.В. Боровиков, Я.Н. Жиронкин
ДООАО "Газпроектинжиниринг"

Целью внедрения современной прикладной специализированной САПР является повышение качества выпускаемой проектной документации и снижение трудозатрат ее выпуска для проектирования частей АСУ ТП, КИПиА, ТЛМ.

Основные задачи и этапы реализации проекта:

- 1) Выбор программного продукта.
- 2) Обучение сотрудников, проведение "пилотных" проектов специалистами АСУ, КИПиА, ТЛМ.
- 3) Адаптация программного обеспечения под нужды Общества (обеспечение выпуска проектной документации в соответствии с требованиями стандартов РФ, разработка баз типовых элементов, интеграция с корпоративными информационными системами, в частности, с ИУС МТР "ГазПроект").
- 4) Внедрение САПР в промышленную эксплуатацию (разработка технологии использования прикладной специализированной САПР всеми участниками процесса).

Специализированная прикладная САПР E3.Series закуплена и внедряется в ДООАО "Газпроектинжиниринг" с конца 2010 г. в рамках построения комплексной автоматизированной системы проектирования.

В ходе выполнения пилотных проектов был отработан процесс создания схем автоматизации, схем внешних проводок и планов электрических проводок, организована работа с входными/выходными сигналами изделий в проекте. На основе выполненных проектов автоматизировано получены документы: лист общих данных, перечень входных и выходных сигналов, Спецификация оборудования, изделий и материалов, кабельный журнал.

В рамках работ по внедрению и адаптации разработано интеграционное решение прикладной САПР E3.Series с Информационно-управляющей системой материально-техническими ресурсами - ИУС МТР "ГазПроект", обеспечивающее:

- 1) синхронизацию ведения БД изделий (ИУС МТР - E3.Series);
- 2) автоматическое создание и импорт Спецификаций оборудования, изделий и материалов из прикладной специализированной САПР в ИУС МТР в соответствии с корпоративными стандартами и используемыми решениями.

На основании опыта выполненных пилотных и рабочих проектов, можно отметить, что использование САПР E3.series при проектировании КИПиА, АСУ, ТЛМ позволяет:

- 1) улучшить качество выпускаемой документации;
- 2) уменьшить трудозатраты на выполнение рутинных операций;
- 3) улучшить информативность проектов;
- 4) максимально снизить трудоёмкость корректировки документации;
- 5) сократить время при проектировании частей проектов КИПиА и АСУТП.

Интеграция E3.Series с ИУС МТР "ГазПроект" реализованная уже на этапе выполнения первого пилотного проекта, позволила значительно сократить трудозатраты по ведению БД изделий в E3.Series и выпуску Спецификаций оборудования, изделий и материалов в соответствии с корпоративными стандартами.

К рискам проекта можно отнести следующие особенности использования специализированного САПР высокого уровня сложности:

1. Необходимость знания и четкого понимания принципов работы САПР E3.series для корректной и максимально эффективной работы.
2. Наличие постоянной выделенной группы профессиональной технической поддержки и ведения БД изделий внутри предприятия.
3. Усложнение принципов создания рабочей документации с неизменным ростом ее качества.

Дальнейшие перспективы развития и использования САПР E3.Series:

- 1) Организация работы с планами трасс.
- 2) Организация работ с контроллерами и разработка 3D-моделей шкафов контроллеров (в том числе для систем автоматизации зданий) в модуле E3.panel.
- 3) Изучение возможности создания типовых проектов в табличном виде с использованием модуля E3.configurator.
- 4) Выполнение технологических и электрических схем в E3.Series.
- 5) Интеграция с системой электронного документооборота предприятия.
- 6) Ввод системы в промышленную эксплуатацию.
- 7) Интеграция с AVEVA PDMS.

**ФОРМИРОВАНИЕ ПЛАНОВ РАЗВИТИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ С
ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА "ВЕСТА-РАЗВИТИЕ"**

С.В. Горшкова
ОАО "Газпром промгаз"

Единая система газоснабжения (ЕСГ) России является самой мощной системой транспортировки газа в мире, которая обеспечивает непрерывный цикл поставки газа от скважины до конечного потребителя. В связи с увеличением спроса на природный газ в регионах РФ и старением основных фондов ЕСГ возникает проблема планирования рационального развития и реконструкции газотранспортных систем (ГТС), функционирующих в составе ЕСГ. Уже в настоящее время многие ГТС эксплуатируются на пределе своих технических возможностей в пиковые периоды потребления газа. Решение данной проблемы – формирование планов развития ГТС, приобретает особую актуальность ввиду широкомасштабной реализации программы газификации регионов России.

Цели развития и реконструкции ГТС состоят в:

- обеспечении перспективного спроса на газ,
- повышении экономической эффективности транспорта газа,
- обеспечении надежности и промышленной безопасности транспорта газа.

В данной работе рассматриваются основные положения методического подхода к планированию развития и реконструкции ГТС уровня газотранспортного общества. Данный подход основан на применении системного, экспертного анализа, математического моделирования (технологических расчетов) и использовании специализированного программного обеспечения. Исследования проводятся с применением компьютерного комплекса «Веста-развитие», разработанного ОАО «Газпром промгаз», РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина совместно со специалистами ООО «Ингойл».

Методический подход к обоснованию развития и реконструкции ГТС состоит в:

- формировании адекватной математической модели системы газоснабжения в ПВК «Веста-развитие»;
- оценке пропускной способности ГТС;
- выявлении «узких мест» системы газоснабжения;
- формировании сценариев перспективного потокораспределения;

- анализе региональных схем газификации;
- разработке технических решений по развитию и реконструкции ГТС, обоснованных технологическими расчетами.

Формирование адекватной математической модели системы газоснабжения – один из важных составляющих этапов в предложенном подходе. На сформированной модели ГТС проводится идентификация гидравлических параметров на основе фактических режимов и прогноз их значений на перспективу. Исследования на адекватной модели ГТС позволяют обоснованно подойти к решению задач оценки технических возможностей действующих систем по дополнительным объемам поставок газа в регионы. Математическое моделирование развития ГТС помогает выявить и сформировать предложения по устранению «узких» мест системы газоснабжения.

В соответствии с перспективами социально-экономического развития региона, с учетом технических параметров объектов ГТС, а также перспектив развития объектов ЕСГ, влияющих на поставки газа в регион, выбираются направления развития ГТС. На основе выбранных направлений развития ГТС разрабатываются модели развития системы газоснабжения.

По результатам многовариантных технологических расчетов на сформированных моделях ГТС проводится оценка возможности реализации различных вариантов развития и сопоставление их по различным критериям: стабильность поставок газа, реализуемость, технологичность, экономическая эффективность, адаптивность, ремонтпригодность и другие критерии. Сопоставление вариантов может проводиться с применением методов системного и экспертного анализа.

Основные положения методического подхода рассматриваются на примерах

ГТС ООО «Газпром трансгаз Махачкала», ГТС Кемеровской и Тамбовской областей. Результаты расчетов показали, что технически возможная пропускная способность рассмотренных ГТС не обеспечивает поставки перспективных объемов газа потребителям. Сформированы варианты перспективных режимов поступления газа в ГТС, которые определили сценарии реконструкции и развития систем газоснабжения. Для каждого сценария проведены технологические расчёты, обоснованы объёмы реконструкции, необходимые для обеспечения надёжного газоснабжения потребителей.

Результаты работы явились основой для выполнения технико-экономического обоснования необходимости развития и реконструкции объек-

тов систем газоснабжения Республики Дагестан, Кемеровской и Тамбовской областей с учетом их технического состояния и перспектив развития промышленных предприятий, предприятий агропромышленного комплекса, котельных, ТЭС и нужд населения.

ОПТИМИЗАЦИЯ ЕДИНОГО ПУЛЬТА ОПЕРАТОРА ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ УНИФИЦИРОВАННЫХ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ РАБОЧИХ СТАНЦИЙ

П.Г. Салий
ОАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ»

Научный прогресс в газовой отрасли, как и в любой другой, всегда связан с внедрением инновационных разработок по автоматизации в проектировании технологических процессов, планирования и управления на основе современных информационных технологий.

В настоящий момент управление технологическими процессами на объектах добычи, переработки и транспорта природного газа осуществляется с единого пульта оператора. На едином пульте оператора устанавливается большое количество специализированных автоматизированных рабочих мест (АРМ оператора основной и резервный, энергетика, АСДО, инженера-релейщика, теле-механика и т.д.), что затрудняет работу диспетчера.

Диспетчер в многоуровневой автоматизированной системе управления технологическими процессами получает информацию с АРМ и воздействует на объекты, находящиеся от него на значительном расстоянии, с помощью телекоммуникационных систем, контроллеров, интеллектуальных исполнительных механизмов. Диспетчерское управление имеет динамичный характер, поэтому от работы с информацией, от организации процесса ее сбора, передачи, обработки, отображения, и представления зависит его эффективность. От диспетчера требуется уже не только профессиональное знание технологического процесса, основ управления, но и опыт работы с информационными системами, умение принимать решение в нестандартных и аварийных ситуациях.

Однако современные средства программного обеспечения позволяют отойти от использования специализированных АРМ и дают возможность диспетчеру получать необходимую на данный момент информацию в «оконном» режиме на любом АРМ, установленном на едином пульте оператора. Это позволит сократить количество АРМ, уменьшить габаритные размеры пульта, уменьшить количество персонала, необходимого для диспетчерского управления объектом. Так же уменьшается общее тепловыделение в помещении, сокращаются расходы электрической энергии.

В современных условиях целью автоматизации должно быть не только облегчение труда работников, но и по возможности минимизация их участия в управлении технологическими процессами, что особенно важно для организации работ в газовой отрасли. Также в последнее время в ОАО «Газпром» одним из передовых направлений повышения эффективности разработки газовых и нефтегазоконденсатных месторождений является внедрение на промысловых объектах автоматизированных технологических комплексов на принципах малочеловеческих технологий.

Реализация данного направления позволяет снизить роль человеческого фактора в процессе управления технологическими процессами, сократить затраты Заказчика на приобретение дорогостоящего оборудования, а также ведет к снижению эксплуатационных затрат, обеспечивая при этом высокие показатели надежности, экологической и промышленной безопасности.

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОЗДАНИЯ ПРЕЗЕНТАЦИОННОЙ 3D МОДЕЛИ ПРОЕКТИРУЕМОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОДУКТОВ AUTODESK

Р.В. Резниченко
ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ"

Создание трехмерной модели проектируемого объекта позволяет проанализировать будущий объект, избежать коллизий, просмотреть различные варианты конечного результата. Создание модели также экономически выгодно, так как позволяет избежать затраты на изменение, улучшить восприятие при строительстве объекта.

Группа сопровождения прикладных программ и баз данных отдела информационно-технического обеспечения с 2005 года занимается созданием 3D моделей площадок для презентаций по заказам проектных отделов Института. За это время накоплен немалый опыт создания и визуализации моделей, выработаны некоторые правила работы. Однако все модели были выполнены без учета рельефа местности.

Данная презентация описывает основные принципы создания трехмерной модели газоконденсатного месторождения с учетом рельефа местности для получения презентационных материалов — рисунков, видео облета.

В сотрудничестве с проектными отделами нашей группой была создана модель и презентационные материалы ГКМ общей площадью более 100 км² и

содержащего более 5 площадок, связанных автодорогами. Особенностью модели является работа с реальным рельефом местности.

Формирование реального рельефа местности по точкам могут осуществлять несколько программных комплексов. Выбор AutoCAD Civil 3D обусловлен наличием лицензии, принадлежность линейке продуктов Autodesk (передача данных между приложениями), опыт внедрения в институте, наличие литературы, технической поддержки.

Стандартными средствами AutoCAD Civil 3D создаем облако точек путем импорта результата сканирования рельефа, формируем поверхность, которую можно модифицировать средствами AutoCAD Civil 3D — сглаживание, редактирование точек, формирование областей и т.п.

Создание 3D модели ГKM начинается с создания площадок по 2D контурам участков, дорог, тротуаров и площадок в целом. На поверхности всего ГKM создаем поверхности площадок, расположенных на своих уровнях с заданными откосами, которые AutoCAD Civil 3D формирует автоматически на основании рельефа местности и заданных параметров.

Внутри каждой площадки создаем поверхности участков, дорог, тротуаров. Объекты профилирования позволяют настроить взаимодействие участков площадок, позволяя создать максимально приближенную к запроектированной площадку (с уровнями, переходами).

Создание подъездных автодорог (ведущих к площадкам) обеспечивается объектом AutoCAD Civil 3D «коридор», который основывается на объекте AutoCAD Civil 3D «трасса», позволяющего динамически редактировать направление и путь следования автодороги.

Для задания поведения дороги на рельефе необходимы профили — продольный и поперечный, которые создаются объектами AutoCAD Civil 3D, что позволяет редактировать параметры дороги (пересчет зависимых объектов происходит автоматически). AutoCAD Civil 3D позволяет визуально смотреть коллизии конкретной автодороги путем виртуального проезда по коридору.

Создание 3D моделей зданий и оборудования выполнялась в AutoCAD. Накопленный опыт позволил определиться со степенью детализации, что влияет на время создания модели и видеоматериалов (время наложения текстур, формирования изображений (рендер), технические ограничения компьютеров).

Привлечение к созданию моделей вертикальных решений, например AutoCAD MEP, может ускорить процесс создания при условии наличия состав-

ляющих в базе параметрических моделей. Пополнение базы зависит от сроков создания модели и дальнейшего использования.

Процесс визуализации — создание рисунков — является конечным этапом создания презентационных материалов. Результатом визуализации является максимально приближенное к реальности изображение ГKM по окончании строительства, что позволяет оценить масштабы.

Презентационные материалы характеризуются качеством изображения и реальными цветами. Стандартная платформа AutoCAD и ее вертикальные решения позволяют получить визуализацию сборки модели, однако обладают недостатками — повышенное требование к ресурсам, заниженное качество визуализации, сбой при визуализации сложных моделей

Для поиска коллизий, «хождения» по модели можно воспользоваться Autodesk Navisworks, однако процесс создания и качество выходных презентационных материалов (рисунков, видео) находится на среднем уровне.

Для создания качественных презентационных материалов использовался Autodesk 3ds Max. Мощные инструменты настройки текстур, визуальных эффектов, создания анимации позволяют получать высококачественные изображения, приближенные к реальности. При визуализации есть возможность параллельно накладывать общие текстуры на поверхность, площадки и прочее, сводя весь объект моделирования в сборку.

Также Autodesk 3ds Max позволяет наложить текстуры рельефа местности, используя данные аэрофотосъемки.

Дополнительным стимулом использования данного продукта является возможность задействовать большой парк компьютеров для создания выходных материалов (сетевой рендер), что уменьшает время создания изображений.

Заключение.

Компания Autodesk имеет большой портфель программ, из которых можно выбрать цепочку для создания реальной трехмерной модели и презентационных материалов.

Создание 3D модели проектируемого объекта является трудозатратной операцией и продолжительной во времени, поэтому моделирование нужно учитывать на начальном этапе проектирования. Однако возможность модификации 3D модели, улучшенного восприятия объекта проектирования, полуавтоматическое получение выходных чертежей (с возможностью доведения до полной автоматизации), получение презентационных материалов (изображений) будущего строительства для заказчика и участия в тендере — все это позво-

ляет получить положительный эффект от затраченных усилий на создание 3D модели проектируемого объекта.

В нашем случае полученные результаты визуализации построенной 3D модели ГKM позволили заказчику наглядно оценить размещение площадок и оборудования на площадках ГKM, возможности и качество проектирования Института, что положительно сказалось на результатах тендера в нашу пользу. Также при разработке рабочей документации были учтены все коллизии и особенности данного объекта проектирования.

ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ ОАО "ГАЗПРОМ"

В.С. Пужанский, А.С. Поляков
ОАО "Гипрогазцентр"

В настоящее время происходит процесс активного внедрения электронных (аналоговых и цифровых) технических средств (автоматизированные системы управления, электроснабжение, технологическая связь и т.п.) на вновь возводимых и реконструируемых объектах ОАО «Газпром». При эксплуатации таких приборов и оборудования появляются сбои и отказы, обусловленные недостаточной помехоустойчивостью современных электронных приборов к различным видам электромагнитных помех. Подобное положение не допустимо для объектов повышенной опасности, какими являются промышленные объекты ОАО «Газпром».

Актуальность проблемы обусловлена несколькими причинами. Во-первых, усложняется элементная база промышленного оборудования, что делает его уязвимым к воздействию электромагнитных помех. Во-вторых, климатические изменения усиливают силу и интенсивность электромагнитных помех природного происхождения. В-третьих, проектирование подавляющего большинства находящихся на сегодня в эксплуатации объектов велось по НТД, не учитывающей многие влияния электромагнитных помех, поэтому электромагнитная обстановка на многих существующих объектах не удовлетворяет современным требованиям по электромагнитной совместимости (ЭМС) электронной аппаратуры.

Основываясь на данных обследований и сборов исходных данных по эксплуатирующим организациям ОАО «Газпром» можно утверждать, что в целом электромагнитная обстановка на производственных объектах является жесткой, что требует принятия необходимых мер защиты.

Важность проблемы ЭМС определяется воздействием на электронное оборудование большого числа различных факторов, большинство из которых вызваны влиянием техногенных и природных электромагнитных помех. Также любые технические средства, установленные на объекте, вносят свою долю в ухудшение электромагнитной обстановки.

Таким образом, актуальность данной задачи подчеркивается:

- необходимостью совместного функционирования в реальных условиях эксплуатации мощного электрооборудования и маломощных систем управления, сигнализации, автоматики и связи;
- необходимостью функционирования без сбоев под действием внешних электромагнитных факторов природного и техногенного характера.

Существуют два основных пути повышения качества функционирования технических средств в условиях крупных промышленных объектов:

- улучшение электромагнитной обстановки в помещениях и на объектах, в которых устанавливаются технические средства,
- повышение надежности функционирования технических средств в условиях воздействия сильных помех.

Целью работ по обеспечению ЭМС является предложение комплекса мероприятий по защите современной электронной аппаратуры от электромагнитных помех.

Полный комплекс работ по ЭМС на объектах газовой промышленности включают в себя экспериментальные исследования с использованием измерительной аппаратуры и проведение точных расчетов параметров электромагнитной обстановки с помощью физико-математических моделей и специально созданного программного обеспечения.

Защитные мероприятия являются комплексными, интегральными, решения по любому из этих вопросов принимаются на основании учета всех остальных, поскольку изменение каждого из параметров электромагнитной обстановки влияет на все другие.

Задача по улучшению электромагнитной обстановки и снижению уровня существующих на объекте помех должна решаться в процессе проектирования и монтажа объекта. Практика показала, что обеспечение ЭМС ТС на стадии проектирования объекта и дальнейшей его реализации приводит к удорожанию проекта в среднем на 3%. Проведение работ по ЭМС на действующем объекте приводит к повышению расходов на 30%.

**РАСЧЕТ КАРКАСОВ НА ДЕФОРМИРУЕМОМ ОСНОВАНИИ В УСЛОВИЯХ
СЕЙСМИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ ОСТРОВА САХАЛИН.**

Д.М. Яковлев, М.А. Тюрин
ОАО "ВНИПИгаздобыча"

Строительство зданий и сооружений в сейсмических районах неизменно влечет за собой ряд особенностей в принципах расчета и проектирования строительных конструкций. Усилия, возникающие при землетрясениях, в той или иной степени разрушают грунты основания, фундамент, отдельные конструкции, а иногда и все здание. Одним из важнейших условий устойчивости зданий в сейсмических районах являются: возведение их на прочных фундаментах, применение профилей, сечение которых удовлетворяли бы восприятию особых комбинаций усилий, разработка рамных узлов и т.д.

При проектировании следует учитывать, что сооружение и основание находятся в тесном взаимодействии. Под влиянием нагрузок от фундаментов основание деформируется, а это в свою очередь вызывает перераспределение нагрузок за счет включения в работу надфундаментных конструкций. Характер и степень перераспределения нагрузок на основание, а следовательно, и дополнительные усилия в конструкциях сооружения зависят от вида, состояния и свойств грунтов, характера их напластования, статической схемы сооружения, его пространственной жесткости и многих других факторов.

Однако в настоящее время в нормативной литературе окончательно не разработана методика, объединяющая отдельный расчет рамы здания, основания, повторного расчета рамы с новыми соотношениями жесткостей рамы и учетом податливости основания.

Авторами произведен анализ существующих способов решения данной задачи, а также предлагается на рассмотрение смешанный метод на основе метода конечных элементов, заключающийся в рассмотрении совместности работы «основание-фундамент-сооружение».

Расчеты выполнялись с применением сертифицированных в Российской Федерации вычислительных комплексов, позволяющих решать задачи прочности, устойчивости и колебаний в линейной и нелинейной постановках. Статические и динамические расчеты зданий производились как для пространственных систем с учетом податливости грунтового основания для различных сочетаний нагрузок и воздействий. При расчетах фундаментов зданий и оснований учитывалась совместность деформаций надземной части, фундамента, и грунтового основания, было принято во внимание как неоднородность основания в плане, так и по глубине.

Предлагаемый метод является инновационным, внедрение его в проектное производство, обеспечивает надежность эксплуатационных качеств объектов обустройства Киринского ГКМ при нагрузках в условиях высокой сейсмической опасности в сложных инженерно-геологических и топологических условиях.

РАЗРАБОТКА ПРИКЛАДНЫХ КОМПЬЮТЕРНЫХ КОМПЛЕКСОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ МОДУЛЬНОЙ АРХИТЕКТУРЫ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

С.В. Власов
ОАО "Газпром промгаз"

Специфика разработки прикладных программно-вычислительных комплексов (ПВК) состоит в том, что ПВК готовятся, как правило, для решения узкоспециализированных задач. Сильная связность компонент разработанных ПВК зачастую не позволяет повторно использовать уже разработанные модули для решения схожих задач. Сложность поддержки и расширение функциональности сильно увеличивает стоимость и время разработки готовых комплексов. Необходимость повторного применения разработанных компонент при выполнении работ над новым ПВК очень важна, так как это уменьшает трудозатраты и исключает дублирование протестированного кода.

В связи с этим при разработке программных комплексов следует руководствоваться следующими принципами:

- независимость модулей – позволяет команде разработчиков независимо друг от друга расширять функциональность ПВК;
- функциональная атомарность модулей – позволяет формировать функции ПВК на основе содержащихся в нем модулей;
- слабая связность модулей – позволяет легко заменять одни модули на другие и оперировать через общие интерфейсы взаимодействия;
- функциональная расширяемость приложения и модулей – позволяет расширять функции приложения или модулей за счет других модулей.

В работе рассматриваются примененные подходы к формированию прикладных программно-вычислительных комплексов моделирования систем газоснабжения, показаны преимущества применения модульного подхода к формированию информационных систем, представлена структура программных комплексов, построенных на базе модульной архитектуры. Описывается структура ядра модульной системы, ее составные части, основные сервисы и их назначение, методы функционального расширения сервисов и взаимодействие модулей с сервисами и между собой.

Предлагаемый подход применяется при разработке программных комплексов, которые используются в работе ОАО «Газпром промгаз» при формировании планов развития газотранспортных систем.

РАСЧЕТ КАТЕГОРИИ ВЗРЫВОПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ ПОМЕЩЕНИЯ АККУМУЛЯТОРНОЙ НА ОБЪЕКТАХ ОАО "ГАЗПРОМ"

В.М. Вьюник, С.Г. Коляда, А.Г. Ревенко ОАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ»

Работа посвящена оценке степени пожаровзрывоопасности помещений - одной из важных задач проектирования производственных зданий на объектах ОАО «Газпром».

Актуальность темы обусловлена, с одной стороны, необходимостью дополнительных капитальных затрат на строительство объекта в случае завышения степени взрывопожарной опасности (эти затраты обусловлены повышением категории помещения, здания, организацией дополнительных мер противопожарной защиты, расширением площадки строительства, расширением отвода земель), а с другой стороны, возможностью возникновения аварийных ситуаций, которые могут стать причинами пожаров, взрывов в случае недооценки степени потенциальной опасности веществ, содержащихся в помещении, и, соответственно, неверно определенной категоричности помещения.

При определении категории производственного помещения по взрывопожарной и пожарной опасности для объектов ОАО «Газпром» руководствуются готовыми таблицами, приведенными в нормативных документах для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО Газпром - СТО Газпром 2-1.1-321-2009, СТО Газпром 2-1.1-0.94-2007. В указанных таблицах категоричность, как правило, приводится обобщенной по типу производственного помещения, без учета особенности конкретного объекта проектирования.

Цель данной работы - предложить методику ручного расчета категории взрывопожарной и пожарной опасности помещения аккумуляторной, расположенной в здании производственно-энергетического блока компрессорной станции, а также снизить трудоемкость расчетов путем создания математически понятной и удобной в использовании программы в математической оболочке MathCAD.

Расчет категоричности выполняется для помещения аккумуляторной, как одного из наиболее опасных помещений с точки зрения взрывопожароопасности, и одного из наиболее часто встречаемых помещений в производственных зданиях на объектах ОАО «Газпром». В помещении аккумуляторной взрыво-

опасным веществом является водород, выделяемый в аккумуляторном элементе в период его заряда. Пожароопасным веществом является изоляция кабелей, прокладываемых в помещении аккумуляторной для подключения аккумуляторной батареи к щиту постоянного тока.

Ручной расчет категории взрывопожарной и пожарной опасности помещения аккумуляторной выполняется двумя способами, отличие которых друг от друга и от расчета, предлагаемого в соответствующей методике, приведенной в СТО Газпром 2-1.1-0.94-2007, состоит в способе определения объема взрывоопасного газа (водорода), выделившегося из аккумуляторной батареи в процессе электролиза за один час. При расчете первым способом используется техническая документация на аккумуляторные батареи типа OPzS завода-изготовителя «Ольдам», продукция которого рекомендована для использования на вновь проектируемых и реконструируемых объектах ОАО «Газпром». При расчете вторым способом используются данные проведенных исследований и соответствующее заключение ФГУ ВНИИПО МЧС России о пожаровзрывобезопасности закрытых свинцово-кислотных аккумуляторных батарей типа OPzS.

Из результатов расчетов двумя методами следует, что для конкретно взятого объекта проектирования помещение аккумуляторной не относится к категории А, как определено в соответствующей таблице СТО Газпром 2-1.1-0.94-2007, а относится к категории В4.

Учитывая, что исходные данные для расчетов двумя методами приняты от независимых источников информации (заявленных характеристик поставщика аккумуляторных батарей и экспериментальных исследований независимой экспертизы), следует отметить, что результаты расчетов объема водорода, выделившегося из аккумуляторной батареи в процессе электролиза оказались практически идентичными, а различия в результатах настолько незначительными, что не оказали существенного влияния на определение категоричности помещения.

Изложенная выше методика расчета категоричности помещений была использована при создании программы определения категории помещения аккумуляторной в математической оболочке MathCAD. В статье приводится порядок работы с программой, оцениваются ее интерфейс и достоверность работы путем сравнения результатов расчетов различными методами.

Вывод. В работе представлена методика расчета категории взрывопожарной опасности помещений на примере расчета категории помещения аккумуляторной производственно-энергетического блока компрессорной станции. В результате исследований определено, что категоричность помещения в каждом конкретном случае следует определять расчетным путем. Создана программа

расчета категории помещения аккумуляторной в математической оболочке MathCAD, которая позволяет снизить трудоемкость процесса вычисления и повысить адекватность оценки категоричности помещения. Достоверность полученных результатов определена совпадением результатов идентичных расчетов различными методами, а также совпадением результатов расчетов, полученных в программе и выполненных вручную.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА ДЛЯ РЕЗЕРВУАРОВ И АНТИОБЛЕДЕНИТЕЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ КРОВЕЛЬ

С.В. Лискевич, М.М. Нестеров
ОАО "Гипрогазцентр"

Последнее время на объектах ОАО «Газпром» находят все большее применение системы электрообогрева. В частности это касается антиобледенительной защиты кровель и обогрева резервуаров и емкостей.

Появление наледи на кровлях, небезопасно по следующим причинам:

- вероятность отрыва ледовых масс большого размера, как следствие, травматизм людей и повреждение оборудования;
- увеличение нагрузки на элементы кровли, что может вызвать ее разрушение;
- задержка воды на элементах кровли в осенне-весенние периоды года служит причиной протечек и может привести к значительному материальному ущербу;
- необходимость механической очистки кровли, в результате чего снижается срок ее службы, кроме того возникает необходимость содержания специально обслуживающего персонала.

Антиобледенительные системы кровли работают в основном в весенне-осенний период, а также во время оттепелей. Данная система, как правило, состоит из следующих основных элементов:

- блока управления;
- датчиков температуры и осадков;
- нагревательных кабелей;
- элементов крепления системы.

Обогреву подвергаются определенные элементы кровли такие как:

- водосточные трубы;

- водосточные желоба и лотки;
- ендовы;
- воронки;
- капельники крыши;
- карнизы;
- прочие элементы по необходимости.

Обогрев резервуаров, до недавнего времени, осуществлялся при помощи жидкого теплоносителя или при помощи ленточного греющего кабеля. В первом случае необходимо было выполнять сложную систему змеевиков, запорно спускной арматуры и других сопутствующих элементов. Возникали трудности с эксплуатацией и обслуживанием.

Обогрев ленточным греющим кабелем имеет также ряд недостатков. В силу того что у емкостей зачастую большие объемы и поверхности обогрева, греющий кабель не обеспечивает эффективную передачу тепла нагреваемой поверхности. Возникают трудности с монтажом.

Наиболее целесообразно для обогрева резервуаров применять греющие панели, которые представляют собой высокопроизводительную гибкую панель обогрева. Преимущество панелей заключается в том, что данное устройство распределяет тепло равномерно по всей поверхности и обеспечивает наиболее эффективную передачу тепла. Обладает высокой удельной мощностью при малых размерах. Гибкая конструкция и низкий профиль панели обеспечивают быстрый и надежный монтаж по сравнению с вышеперечисленными аналогичными системами.

СОПОСТАВЛЕНИЕ ИНОСТРАННЫХ И РОССИЙСКИХ ТЕРМИНОВ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В ЦЕЛЯХ СОЗДАНИЯ ИСПАНСКО-РУССКОГО ЭЛЕКТРОННОГО СЛОВАРЯ ГАЗОВЫХ ТЕРМИНОВ, РАЗРАБАТЫВАЕМОГО НА БАЗЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Я.Е. Иванова
ООО "НИИГазэкономика"

Одним из основополагающих критериев профессионального общения является точное и однозначное использование терминологии, а также ее упорядочивание в соответствующие базы данных – тематические электронные словари, как конечного продукта, созданного на базе информационных технологий. В качестве базовой программы для создания испанско-русского электронного словаря используется Lingvo 12. При составлении электронного сло-

варя основной проблемой является систематизация собранного материала. Словарь должен быть удобен и прост в использовании, интерфейс словаря должен быть максимально информативный. Макрокомпозиция электронного словаря будет повторять структуру испанско-русского словаря газовых терминов в бумажной версии, находящегося в редакции одного из научно-исследовательских институтов ОАО «Газпром»: предисловие, правила пользования словарем, условные сокращения. Микрокомпозиция не должна строиться по тем же принципам, как и структура статьи бумажного словаря, так как структурирование карточки электронного словаря подчиняется законам гипертекста. Словарная статья должна иметь четкую иерархическую структуру, где каждая информационная категория занимает определенное место-зону. Поэтому пользователь может легко получить ту или иную информацию, запрашивая определенную зону. Таким образом, карточка разрабатываемого словаря строится следующим образом:

1. Зона заголовочного слова переводного языка;
2. Зона эквивалента;
3. Зона синонимов с объяснениями;
4. Зона примеров.

Благодаря использованию компьютерных технологий решается целый ряд проблем, связанных с использованием словаря:

- простота и быстрота в использовании;
- экономичность и удобство;
- компактность и долговечность;
- общедоступность.

В разрабатываемом электронном словаре терминов используется терминологический массив испанско-русского словаря газовых терминов (бумажная версия), который был составлен переводчиком – лингвистом и специалистами на основании оригиналов и переводов рабочей документации по проектам между компаниями ОАО «Газпром», PDVSA GAS (Венесуэла) и YPBF (Боливия) в объеме 2500 страниц на испанском и русском языках; а также с использованием прочих испанско-русских/ русско-испанских и англо-русских/ русско-английских тематических словарей; соответствующих сайтов в поисковой системе GOOGLE, и т.д. Разрабатываемый словарь содержит термины по следующим тематикам: геология и разведка, поисковое бурение; разработка месторождений нефти и газа; транспорт и хранение газа; сооружение и эксплуатация трубопроводов; эксплуатационное оборудование и т.д.

Как известно из теории перевода, при переводе термина необходимо сохранять все его характеристики, что достигается благодаря переводу термина

термином. Для создания электронного словаря газовых терминов специалист должен найти абсолютный эквивалент на иностранном языке исходному термину, что не всегда возможно. Термины с точки зрения их перевода были сопоставлены по следующим параметрам:

- абсолютные эквиваленты (trampa-ловушка, campo-месторождение, yacimiento-залежь);
- термины – квазисинонимы (перспективные ресурсы-recursos prospectivos, извлекаемые запасы-recursos comerciales, и т.д.);
- отсутствие эквивалентного термина на языке перевода (емкость сбора конденсата- colector de condensados (не термин); линейная часть газопровода- un tramo de gasoducto principal que vincula Plantas Compresoras (экспликативный перевод);
- термины «ложные друзья переводчика (магистральный газопровод-gasoducto troncal (gasoducto magistral-неверно).

К сожалению, не всегда русские и иностранные термины являются абсолютными эквивалентами, что осложняет работу переводчиков и лексикографов, провоцирует допущение ошибок в переводном тексте и затрудняет понимание и восприятие информации адресатом. Одной из основных причин различия терминологии является использование разных классификаций (в мире сложились два подхода: в странах социалистического лагеря за основу была принята классификация, разработанная в СССР, а большинство западных классификаций имеют много общего с классификацией США). Однако в условиях глобализации и развития международного сотрудничества специалисты и переводчики обязаны заранее согласовать используемую международную стандартную терминологию (например, классификацию запасов SPE) в целях полного взаимопонимания сторон, что также значительно облегчит процесс составления соответствующих тематических словарей.

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА КАК СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ ПОДЗЕМНЫХ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРИМЕРЕ МГ "БОВАНЕНКОВО-УХТА"

А.А. Степаненко
ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ"

Стальные трубопроводы, проложенные подземно, должны быть обеспечены комплексной защитой: изоляционными покрытиями и средствами электрохимзащиты. Электрохимическая защита обеспечивает катодную поляризацию на всем протяжении трубопроводов в интервале $-0,85 \div -1,15$ В. Отклонение от

этих величин в ту или иную сторону негативно влияет на общее состояние трубопроводов.

Протяженность линейного участка МГ Бованенково- Ухта между КС составляет 100-130 км, расстояние между устройствами катодной защиты (УКЗ) около 30км. Возникает необходимость дистанционного мониторинга параметров противокоррозионной защиты.

Применяемый комплекс модульного оборудования электрохимзащиты (КМО ЭХЗ) с преобразователями НГК-ИПКЗ-Евро и системой коррозионного мониторинга НГК-СКМ позволяют с автоматизированного рабочего места оператора службы защиты от коррозии регулированием параметров устанавливать требуемую величину защитного потенциала трубопровода, а также контролировать параметры коррозионных процессов в точках подключения к магистральному газопроводу 1 и 2 ниток.

Характерным примером дистанционного мониторинга коррозионных процессов служит переход через залив Байдарацкая губа Карского моря. Мониторинг осуществляется установкой системы коррозионного мониторинга НГК-СКМ в районе изолирующих вставок расположенных на берегах залива. Изолирующие вставки являются границей проектирования институтов ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ" (г. Донецк) и ООО "Питер Газ" (г. Москва) и разделением зон электрохимической защиты. Подключение контрольно-измерительных выводов к газопроводам 1 и 2 ниток, позволяет получать данные о коррозионных процессах участков по обе стороны от изолирующих вставок, собирать и обрабатывать эти данные в НГК-СКМ и отправлять их с помощью средств телемеханики в службу ЭХЗ.

Применение дистанционного управления СКЗ и мониторинга противокоррозионных процессов позволяет оперативно получать информацию о коррозионных процессах трубопровода в реальном времени и не требует выезда эксплуатационного персонала и замера параметров в ручном режиме.

**ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННО-
ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДОЧЕРНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ
ОБЩЕСТВ ОАО "ГАЗПРОМ"**

Р.Р. Бенцианова, Л.С. Романова
ООО "НИИгазэкономика"

В реализации бизнес-процесса ОАО «Газпром» - «транспорт газа» участвуют 17 дочерних газотранспортных обществ, деятельность которых требует регулярной оценки. В условиях централизованного планирования и разделения центров формирования прибыли и затрат, ориентация только на общепринятые методы оценки производственно-хозяйственной деятельности, использующие такие показатели, как чистая прибыль или рентабельность, не позволяет адекватно оценить работу ГТО и обеспечить эффективное управление этими активами.

В настоящее время утверждены или находятся на стадии разработки различные документы для оценки эффективности деятельности ОАО «Газпром» и его дочерних обществ, охватывающие разные уровни корпоративного планирования, такие как:

- Порядок планирования с использованием стратегических целевых показателей;
- Методика проведения план-факт анализа исполнения плановых экономических показателей дочерними обществами, осуществляющими основные виды деятельности;
- Проект создания Корпоративного хранилища данных (КХД) на базе системы ключевых показателей эффективности.

Данные документы разработаны в целях оценки эффективности на различных уровнях общекорпоративного управления, вследствие чего, лишь частично детализируют показатели до уровня дочернего общества и не в полной мере охватывают все сферы деятельности обществ как крупных предприятий. В связи с этим актуальным является разработка методических подходов к формированию интегральной оценки производственно-хозяйственной деятельности каждого из дочерних газотранспортных обществ ОАО «Газпром», которая позволила бы оценить все сферы деятельности и максимально учесть существующие корпоративные документы и методические подходы для проведения оценки эффективности дочернего общества.

Предлагаемая система оценки эффективности производственно-хозяйственной деятельности ГТО включает в себя следующие элементы:

- Ø набор ключевых показателей эффективности (КПЭ);

Ø методологию оценки эффективности ПХД на основе КПЭ.

Для оценки эффективности производственно-хозяйственной деятельности дочерних газотранспортных обществ выбран целевой подход, основанный на сбалансированной системе показателей эффективности. *Критерием эффективности* деятельности дочернего общества является степень достижения его стратегических целей, измеряемая по отклонениям фактических значений показателей эффективности от целевых. Целевой уровень КПЭ определяется стратегическими целями ОАО «Газпром» и отражает желаемый вклад каждого ГТО в достижение установленных общекорпоративных стратегических целей.

Таким образом, цели дочернего общества зависят от общей стратегии Группы компаний «Газпром» и являются проекцией стратегических целей Группы на деятельность дочернего общества. Для определения главных целей газотранспортного общества были выстроены деревья стратегических целей, декомпозирующие стратегические цели верхнего уровня (Группы Газпром) до уровня вида деятельности и затем уровня дочернего ГТО.

По каждой стратегической цели дочерних обществ определены критические факторы успеха (КФУ), представляющие собой задачи (мероприятия), реализация которых способствует достижению стратегических целей. По каждому КФУ был определен соответствующий ключевой показатель эффективности (КПЭ), характеризующий выполнение данного КФУ и достижение СЦ.

Методология оценки производственно-хозяйственной деятельности ГТО предусматривает формирование интегральных оценок эффективности деятельности ГТО в рамках каждой рассматриваемой перспективы (сфере деятельности) ГТО на основе представленного перечня КПЭ и с учетом соответствующих весовых коэффициентов, характеризующих уровень важности СЦ в рамках соответствующей перспективы.

Результаты выполненных исследований являются базой для формирования управленческих решений при подведении итогов производственно-хозяйственной деятельности ГТО за отчетный период.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ ТЕХНИКО-
ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ
НЕФТИ И ГАЗА НА ПРИМЕРЕ ДЕЙСТВУЮЩЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Е.В. Губина, М.И. Меркушев, Л.В. Горбунова
ООО "ТюменНИИгипрогаз"

В настоящее время в соответствии с действующими нормативными документами по подготовке технико-экономического обоснования коэффициентов извлечения нефти и газа (ТЭО КИН и КИГ) рассчитываются технологический и экономический КИН и КИГ, но утверждается лишь технологически обоснованный.

Выбор варианта разработки месторождения, как правило, обосновывается максимальным значением чистого дисконтированного дохода (ЧДД) при норме дисконта 10 %. На выбранном варианте разработки определяется технологически обоснованный КИН и КИГ. Критерием определения расчетного периода по нефтяным пластам служит уровень обводненности продукции. При достижении 96-99 % обводненности принято считать, что дальнейшая разработка с технологической точки зрения нецелесообразна. Для газоконденсатных объектов расчетный период определяется с начала разработки до момента снижения давления на устье до давления «забрасывания». Длительность проектного периода, определяемого таким образом, по многим месторождениям оказывается равной нескольким десяткам лет (до 100-150 лет). В связи с этим возникает ряд методических проблем, не нашедших отражение в существующих регламентах:

- критерии определения расчетного периода для экономического обоснования ТЭО КИН и КИГ;
- периодичность и величина затрат на обновление скважин и реконструкцию промысловых объектов;
- нормативы отчислений затрат на ликвидацию промысловых объектов и способ накопления ликвидационных отчислений;
- цены на добываемую продукцию;
- оценка ТЭО КИН и КИГ по залежам и объектам или месторождению в целом;
- способ учета ранее понесенных затрат на разрабатываемых месторождениях.

Авторами на примере одного из месторождений сформулированы и предложены подходы к учету затрат на реконструкцию, ликвидацию промысла, а также учету ранее понесенных затрат. Показано их влияние как на показатели

отдельных эксплуатационных объектов, так и на консолидированные показатели в целом по рассматриваемому месторождению.

Норматив затрат на ликвидацию промысла предложено принять в размере 10 % от стоимости обустройства в соответствии с рекомендациями СТО ОАО «Газпром» «Нормативы стоимости ликвидационных работ и методы формирования ликвидационного фонда объектов обустройства месторождений по окончании выработки», разработанными в 2010 г. Отчисления в ликвидационный фонд промысла предлагается производить в период рентабельной добычи.

Затраты на обновление и реконструкцию промыслов авторами работы предлагается принять укрупненным способом в расчете 20 % от стоимости промысловых объектов. Процент отчислений рассчитан исходя из среднего уровня затрат на монтажные работы и оборудование. Период осуществления затрат на реконструкцию определен с периодичностью один раз в 20 лет исходя из сложившегося опыта эксплуатации месторождений в системе ОАО «Газпром».

Сложный многокомпонентный состав месторождения поднимает вопрос и о том, следует ли учитывать экономически нерентабельные объекты при расчете КИН и КИГ по месторождению в целом. В рассматриваемом месторождении разрабатываются газоконденсатные объекты и планируются к разработке нефтяные залежи. При этом разработка нефтяных объектов неэффективна. Методическими рекомендациями не регламентирован момент, относящийся к вопросу вовлечения в разработку нерентабельных объектов с целью получения более полного КИН и КИГ. Таким образом, консолидированный денежный поток, связанный с эксплуатацией месторождения, включает длительный период добычи, приносящий убытки недропользователю за счет вовлечения в разработку экономически нерентабельных нефтяных объектов. В данном случае интересы государства, заинтересованного в более полном и рациональном извлечении углеводородов, и интересы недропользователя противоречат друг другу. В такой ситуации имеет смысл вести речь о стимулировании государством недропользователя к достижению высоких КИН и КИГ путем предоставления ему льготирования при разработке нерентабельных эксплуатационных объектов. Решение должно приниматься с учетом максимального народнохозяйственного эффекта, включающего доход государства и недропользователя. В противном случае недропользователю с экономической точки зрения выгоднее консервировать неэффективные объекты до изменения экономических и технологических условий, чем разрабатывать данные объекты, неся при этом убытки. В случае с нефтяными оторочками возможна их полная потеря при продолжа-

ющей разработке газоконденсатных залежей из-за падения пластового давления.

Таким образом, полученные результаты позволяют сделать вывод о необходимости доработки действующих методических рекомендаций по ТЭО КИН и КИГ.

СТАТИСТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА, ВЫЗВАННОГО РЫНОЧНЫМИ ФАКТОРАМИ ФОРМИРОВАНИЯ ЦЕН ИСПОЛЪЗУЕМЫХ РЕСУРСОВ НА ОСНОВЕ РЕСУРСНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Д.Э. Джим
ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ"

В условиях происходящих глобальных изменений мировой финансовой системы, когда своего апогея достигают так называемые, «валютные войны», а факт обесценивания денежных знаков любой страны мира не вызывает никакого сомнения - сложность моделирования инфляционных процессов возрастает в геометрической прогрессии. При этом высшим приоритетом развития мировой экономики в целом, и экономик отдельных стран, в частности, является их «ресурсоориентированность», т. е. использование всех видов ресурсов должно происходить самым эффективнейшим способом путем максимально возможного повышения технологичности их потребления.

Важнейшим представителем исчерпаемых энергетических ресурсов с позиций коэффициента полезного действия и применяемости в мировом хозяйстве до настоящего времени остается природный газ. А экономическая эффективность его использования непосредственно зависит от затрат на его транспортировку. Поэтому вопросы управления такими затратами являются чрезвычайно актуальными.

В соответствии с этим целью исследования является статистическое моделирование и прогнозирование изменения стоимости ресурсов при определении стоимости строительства - как первый этап оптимизации вышеуказанных затрат с позиций повышения эффективности их несения.

Для достижения цели, в работе были поставлены и решены задачи статистического анализа факторов изменения сметной стоимости строительства, их моделирования и прогнозирования.

Результаты исследования были апробированы на примере стройки "Система магистральных газопроводов Бованенково-Ухта", а именно участка

линейной части газопровода КС-5 "Усинская" - КС-6 "Интинская" (1 нитка, L=113,18 км). Они могут быть унифицированы и использованы для прогнозирования изменения стоимости строительства с целью достижения максимальной экономической эффективности капитальных вложений инвестором.

Подготовленные в рамках проекта сводные выборки ресурсов позволили обратить внимание на доминирующую роль труб в структуре материально-технических ресурсов (МТР), которая достигает 70%.

Все это предопределило объект (процесс изменения сметной стоимости строительства) и предмет исследования – количественная оценка, моделирование и прогнозирование динамики рыночных факторов формирования цен на используемые ресурсы. А также обусловило разработку ресурсно-технологической модели строительства магистральных газопроводов – как основы статистического обеспечения управления затратами на строительство.

Как показывает практика проведения факторного анализа изменения сметной стоимости строительства, для лучшей его информативности следует учитывать текущие либо прогнозные цены, которые соответствовали бы периоду использования в строительстве конкретных ресурсов.

Для решения этой задачи предлагаем использовать ресурсно-технологическую модель магистральных газопроводов, концепция разработки и реализации которой состоит в следующем: ресурсная составляющая модели отвечает за определение стоимостных изменений, вызванных рыночными факторами формирования цен на используемые ресурсы, а технологическая – позволяет учесть типовую структуру затрат ресурсов в зависимости от типа строительства и определить фактический период их несения по кварталам реализации проекта.

Так, в зависимости от уровня исследования (макро- либо микро-), для реализации ресурсной составляющей модели могут быть использованы: а) для выявления ключевых рыночных факторов формирования цен на используемые ресурсы – методы аналитической группировки, дисперсионного либо корреляционно-регрессионного анализа, непараметрические методы анализа взаимосвязей; б) для моделирования и прогнозирования динамики влияющих факторов, либо цен на ресурсы – методы анализа временных рядов. А именно, авторегрессионные модели скользящего среднего (АРиСС) Бокса-Дженкинса и ОЛИМП, адаптивные Брауна и Хольта, трендовые модели; в) для анализа и моделирования функциональных связей – индексный и балансовый методы; г) для определения среднего превышения цен – метод обобщающих показателей.

Технологическую составляющую модели в количественном аспекте предлагаем реализовывать через определение средних коэффициентов структуры по основным ресурсам-представителям отдельно для таких типов строи-

тельства, как: НГК месторождения, линейные части трубопроводов, компрессорные станции либо заводы. После чего эти показатели будут использоваться в качестве весовых коэффициентов при определении результатов реализации ресурсной составляющей модели.

Качественный аспект технологической составляющей модели раскрывается через разработку либо корректировку календарного плана строительства в прогнозных либо текущих ценах, соответственно, что позволит значительно повысить эффективность осуществления кредитно-инвестиционной деятельности всеми участниками проекта строительства.

В качестве апробации описанной модели в работе были определены основные факторы формирования цен на трубы и построена множественная динамическая регрессионная модель зависимости средних цен производителей по РФ на трубы бесшовные для нефте- и газопроводов от средних импортных цен на трубы и средних экспортных цен на нефть.

По сочетанию формальных критериев аппроксимации, а также с учетом экспертных оценок реалистичности прогнозов, для перспективной оценки импортных цен на трубы и экспортных цен на нефть были выбраны модели Бокса-Дженкинса. Подставляя прогнозные значения факторных признаков в уравнение регрессии были получены перспективные оценки средних цен производителей на трубы для нефте- и газопроводов в июне-октябре 2011 г., которые могут быть использованы для определения ожидаемого изменения сметной стоимости строительства за счет динамики цен на основной ресурс-представитель в структуре материально-технических ресурсов (трубы).

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СТАНЦИИ ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА ДЛЯ КС "ЯРЫНСКАЯ" МГ "БОВАНЕНКОВО-УХТА" С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТУРБОДЕТАНДЕРНОГО ХОЛОДИЛЬНОГО ЦИКЛА

А.Е. Габрев, А.В. Доценко, А.С. Фролова
ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ"

В настоящей работе представлены результаты расчета экономического эффекта использования станции охлаждения газа (СОГ) с турбодетандерным холодильным циклом по сравнению с альтернативным парокompрессионным циклом на пропановом хладагенте. Содержание разработки базируется на требованиях «Внутрикорпоративных правил оценки эффективности НИОКР», СТО Газпром РД 1.12-096-2004 (раздел 1.6).

Сущность работы заключается в использовании в качестве источника холода для СОГ компрессорной станции магистрального газопровода турбоде-

тандерного агрегата, снижение температуры газа в котором достигается за счет расширения газа в турбине ТДА при срабатывании перепада давления.

Необходимость повышения эффективности системы охлаждения газа потребовала разработки нового технологического оборудования и, в первую очередь, турбодетандерных агрегатов, большой производительности (20 млн.м³/сут), т.к. используемые на газовых промыслах ТДА имеют производительность не более 10 млн.м³/сут.

Сравнение выполнено на примере первого цеха КС «Ярынская», входящего в стройку «Система МГ «Бованенково-Ухта».

Экономическая оценка выполнена в соответствии с положениями «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция)» с рассмотрением следующих вариантов: 1 вариант-станция охлаждения газа парокompрессионного типа; 2 вариант - станция охлаждения газа турбодетандерного типа.

В качестве основного критерия для выбора варианта принят минимум суммарных дисконтированных затрат за расчетный период.

Экономический расчет выполнен в ценах разрабатываемой рабочей документации (цены 2009г.) Продолжительность расчетного периода составляет 17 лет (в том числе 15 лет эксплуатации).

Капитальные вложения по вариантам определены на уровне затрат в полном объеме без учета НДС укрупненными расчетами, исходя из объемов строительства, оснащенности и потребности в оборудовании. Стоимость строительно-монтажных работ и оборудования рассчитана на базе объектов-аналогов с корректирующими коэффициентами на объемы и технические характеристики соответствующих объектов.

Для каждого из рассматриваемых вариантов произведен расчет текущих производственных расходов, включающих в себя- материальные расходы (стоимость топливного газа и пропана), расходы на оплату труда, страховые взносы, амортизация основных фондов, прочие расходы.

Результаты расчетов показали, что турбодетандерная схема СОГ по сравнению с парокompрессионной обладает лучшими показателями по объему капитальных вложений, производственных расходов и суммарным дисконтированным затратам.

Экономия капитальных вложений составляет 2 250,6 млн. руб.(23 %), производственных расходов – 211,9 млн.руб./год (11 %), снижение суммарных дисконтированных затрат – 2 461,5 млн.руб. (16 %).

Таким образом, экономический эффект от использования разработки составляет 2 461,5 млн. руб.

Результаты работы использованы при выполнении проектной и рабочей документации строительства КС "Ярынская" с СОГ системы магистральных газопроводов "Бованенково-Ухта".

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ИНВЕСТИЦИОННОМУ АНАЛИЗУ ПРОЕКТОВ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ МЕТАНОУГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РОССИИ И СТРАН СНГ

А.В. Кошелец
ОАО "Газпром промгаз"

Нетрадиционные источники газа, такие как угольные пласты, газоносные сланцы и плотные песчаники, в последние годы привлекают все больше внимания со стороны крупнейших мировых нефтегазовых компаний. Повышение конкурентоспособности газа нетрадиционных источников обусловлено с одной стороны активным развитием техники и технологий, а с другой – неизбежным увеличением затрат на добычу природного газа из традиционных коллекторов вследствие истощения наиболее доступных его запасов.

Широкому развитию добычи метана из угольных пластов в ряде стран также способствовали такие факторы, как близость угольных месторождений к потребителям и наличие развитой инфраструктуры, относительно небольшие глубины залегания продуктивных пластов, высокая степень изученности ряда месторождений, а также эффект от снижения метаноносности угольных пластов в результате заблаговременного извлечения газа, что позволяет значительно повысить безопасность и производительность будущих горных работ. В настоящее время в промышленно значимых масштабах добыча метана из угольных пластов ведется в США, Канаде, Австралии и Китае, во многих других странах ведутся геологоразведочные и опытно-промышленные работы.

По оценке Международного энергетического агентства (МЭА), в угольных бассейнах России и стран СНГ сосредоточены ресурсы метана в объеме 112 трлн. м³, что составляет 44 % от общемировых. При этом наибольшими перспективами с точки зрения организации рентабельной широкомасштабной добычи метана из угольных пластов обладают Кузнецкий и Донецкий угольные бассейны. По объемам добычи угля они оба входят в пятерку крупнейших бассейнов мира, за период активных горных работ достаточно подробно изучены в геологическом плане, характеризуются высокой природной газоносностью

угольных пластов (15-20 м³/т и более), а также расположены в промышленно развитых районах, значительно удаленных от крупных газовых месторождений.

Кроме того, ввиду инновационного характера проектов и значительного влияния заблаговременного извлечения метана из угольных пластов на безопасность будущих работ по добыче угля, компаниям предоставляются существенные налоговые льготы (Закон Кемеровской области № 5-ОЗ «О налоговых льготах...» и Закон Украины «О газе (метане) угольных месторождений»).

Несмотря на благоприятные геологические предпосылки и налоговую поддержку со стороны государства, вопрос о рентабельности проектов по добыче метана из угольных пластов в Кузбассе и Донбассе вызывает немало споров, особенно на начальном этапе, когда необходимы дополнительные расходы на научно-исследовательские и экспериментальные работы. В этих условиях особую важность приобретает выбор подхода к экономической оценке, позволяющего достичь максимальной объективности результатов и учесть все денежные потоки, возникающие при реализации проекта.

Необходимость в длительном и весьма затратном научно-экспериментальном обеспечении работ предопределяет тот факт, что первые проекты по организации промышленной добычи метана из угольных пластов могут быть реализованы преимущественно крупными компаниями национального масштаба, такими как ОАО «Газпром» и НАК «Нафтогаз Украины». При этом действующие национальные и отраслевые методики оценки экономической эффективности не дают возможности комплексно оценить влияние отдельного проекта на компанию такого масштаба, акцентируя внимание только на денежных потоках «внутри» рассматриваемого проекта. Фактически, получаемые результаты отражают финансовую эффективность проекта для добывающего дочернего общества, а не экономический эффект для компании в целом. Кроме того, ряд очевидных факторов, не находящих отражения в существующих методиках, оценивается экспертным путем, что снижает достоверность получаемых результатов.

С целью решения поставленной задачи разработан системный подход к оценке экономической эффективности, адаптированный для инвестиционных проектов освоения метаноугольных месторождений, применение которого позволяет рассмотреть проект как часть организованной действующей системы и оценить экономические результаты для инвестора с учетом изменений в уже существующих денежных потоках компании. Методологически предлагаемый системный подход можно описать как совокупность традиционного метода анализа дисконтированных денежных потоков с добавлением набора дополни-

тельных денежных потоков, который необходимо определять индивидуального для каждого проекта в зависимости от того, какое влияние его реализация окажет на остальные дочерние общества в составе компании.

Применение предлагаемого подхода при оценке экономической эффективности инвестиционных проектов крупных компаний с уже организованной производственно-сбытовой деятельностью позволит значительно повысить объективность получаемых экономических показателей, перевести ряд экспертно оцениваемых факторов в денежное выражение, а также оценить влияние проекта на изменяемые в результате его реализации денежные потоки других дочерних обществ и компании в целом. А подписание в декабре 2010 года Меморандума между ОАО «Газпром» и НАК «Нафтогаз Украины» о создании совместного предприятия для добычи метана из угольных пластов на территории Украины открывает новые перспективы использования разработанного системного подхода при оценке экономических перспектив добычи метана в Донбассе.

ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ НЕДР В ЗАВИСИМОСТИ ОТ СТАДИИ ИХ ОСВОЕНИЯ

Е.В. Мазурина
Филиал ООО "Газпром ВНИИГАЗ" в г. Ухта

Стоимостная оценка активов компании является основным неотъемлемым элементом системы управления ими. Однако наличие множества специфик, присущих каждой категории активов, обуславливают использование различных методик оценки их стоимости, а также всевозможных подходов к процессу управления. Проблема определения методики оценки активов, наиболее полно учитывающей их специфику, особенно актуальна для компаний, осуществляющих свою деятельность в нефтегазодобывающей отрасли. Данной сфере производства присуще наличие помимо основных производственных фондов (скважины, трубопроводы, объекты обустройства промысла и т.п.) и нематериальных активов (лицензии, патенты и т.п.), существование такой категории активов, как запасы и ресурсы углеводородов в недрах. Стоимостная оценка данных активов на российском рынке не регламентируется в силу правовых особенностей отечественной системы недропользования, и по тому вызывает много вопросов и затруднений.

Вышеуказанный вид активов обладает достаточно специфической особенностью, выражаемой в непостоянстве стоимости углеводородных недр. Причиной подобных изменений может являться не только физическое истощение месторождений в результате добычи углеводородов (УВ) или, наоборот, приращение запасов в результате успешных геологоразведочных работ (ГРП), но и внешние или внутренние изменения, несвязанные напрямую с оцениваемыми недрами (например, изменение мировых цен на нефть вследствие военных действий в странах Ближнего Востока, аварии на скважине British Petroleum в Мексиканском заливе и т.п.). Следствием вышеперечисленных факторов является трансформация экономических характеристик планируемых к освоению, осваиваемых или разрабатываемых месторождений многих нефтегазовых компаний, а, следовательно, и итоговых результатов их финансово-экономической деятельности. Таким образом, лицам принимающим решения (ЛПР) в условиях высокой степени неопределенности внешней и внутренней сред, что крайне актуально для нефтегазовой отрасли, необходимо действовать достаточно оперативно, при этом экономически обосновано, что требует использования системного подхода к оценке стоимости углеводородов в недрах.

Сегодня наиболее распространенной методикой проведения стоимостной оценки углеводородных недр в России является методика, основанная на доходном подходе и детерминированности задаваемых в расчет исходных параметров. Однако именно такой метод не учитывает ни неопределенности, ни возможных последствий эффективного управления проектом при его реализации. Указанные нюансы могут быть учтены, если при проведении стоимостной оценки нефтегазовых активов в виде углеводородов в недрах использовать существующий в арсенале профессиональных оценщиков дополнительный инструментарий. Так, в соответствии с п. 5.3 свода стандартов оценки российского общества оценщиков 2-18-2010 «Оценка стоимости объектов имущества в добывающих отраслях» предусматривается возможность использования отличных от традиционных методов оценки стоимости недр для принятия инвестиционных решений в добывающих отраслях, например, таких как метод реальных опционов или вероятностное моделирование. В этом случае ЛПР получают в свое распоряжение максимально полную и релевантную информацию касательно стоимостной оценки рассматриваемых месторождений или участков недр.

В работе приведены результаты стоимостных оценок освоения запасов и ресурсов УВ, выполненных различными известными методами, произведен расчет ожидаемой доходности на основании разработанной автором методики с использованием матрицы значимости стоимостных оценок в зависимости от

степени геологической изученности недр. Апробирование методики показало, что традиционный метод стоимостной оценки, применяемый без дополнительного инструментария, не может являться абсолютно достаточным, поскольку не учитывает вероятностный характер задаваемых исходных параметров и эффективности проектного управления. Учет вышеуказанных аспектов особенно важен на этапе оценки ресурсного потенциала с позиции недропользователя. При переходе оцениваемых недр из категории ресурсов в категорию запасов ценность детерминированных оценок возрастает. Для инвестиционных проектов, затрагивающих ранние стадии освоения ресурсов углеводородного сырья, стоимостная оценка требует особого подхода и разработки специальных методических приемов. Таким образом, разработка современной методики стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородов в соответствии с международными стандартами требует внедрения системного подхода к оценке недр, что продиктовано необходимостью интеграции отечественной системы недропользования с реалиями мирового рынка энергоресурсов.

МНОГОКРИТЕРИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ И ОПТИМИЗАЦИИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ ГКМ (НА ПРИМЕРЕ НИЖНЕ-КВАКЧИКСКОГО ГКМ В КАМЧАТСКОМ КРАЕ)

А.В. Богдашкин (научный руководитель: Е.М. Нанивский,
научный консультант: д.т.н., профессор Ю.П. Степин, Т.Е. Акимова)
ОАО "Газпром промгаз"

При принятии управленческих решений и прогнозировании возможных результатов лицо, принимающее решение, обычно сталкивается со сложной системой взаимосвязанных компонент.

Целью исследования в настоящей работе является проведение многокритериального анализа принятия решений для выбора эффективного варианта на примере разработки Нижне-Квакчикского ГКМ.

Для проведения многокритериальной оценки принятия решения были проанализированы коррективы к проекту ОПЭ Нижне-Квакчикского ГКМ. Из корректив проектов ОПЭ Нижне-Квакчикского ГКМ были рассмотрены четыре варианта разработки, отличающихся конструкцией и системой размещения газодобывающих скважин и по каждому варианту проведены расчеты в соответствии с «методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов». Результаты расчета экономической эффективности по вариантам разработки Нижне-Квакчикского ГКМ не позволяют однозначно определить оптимальный вариант разработки ГКМ.

Одним из наиболее распространенных методов оценки рисков при реализации нефтегазовых проектов является анализ чувствительности показателей эффективности к изменению значений различных факторов, принятых в расчетах. Анализ чувствительности рассматриваемого инвестиционного проекта проводился по отношению к изменению основных показателей риска. Расчеты проводились при возможном отклонении показателей риска на 10, 20 и 30%, как в сторону уменьшения, так и увеличения. Количественно чувствительность оценивается коэффициентом эластичности. Коэффициенты эластичности определяют рейтинг влияния факторов риска на параметры эффективности рассматриваемого проекта. Было, однако, показано, что результат расчета анализа чувствительно также не позволяют однозначно определить оптимальный вариант разработки ГКМ.

При реализации проектов связанных с освоением и разработкой газоконденсатных месторождений природного газа инвестор и проектные организации сталкиваются с необходимостью учёта большого количества различных рисков на разных этапах реализации проекта. В представляемой работе все риски были сгруппированы в несколько категорий и была проведена экспертная оценка данных категорий рисков в баллах.

На основе метода МАИ выполнена многокритериальная оценка вариантов разработки ГКМ. МАИ проводился по трем группам критериев (экономической эффективности, анализу чувствительности, рискам). По каждой группе был получен ранжированный ряд вариантов разработки месторождения. Для этих ранжированных рядов была вычислена (определена) Медиана, то есть такая ранжировка, сумма расстояний от которой до остальных ранжировок была минимальной. И тогда за оптимальный вариант разработки месторождения принимался такой, который имеет наивысший приоритет (вес) в этой ранжировке.

www.ungg.org

