

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УРОВНЯ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ВОПРОСЫ РАЗРАБОТКИ МЕТОДОЛОГИИ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УРОВНЯ ОБЪЕКТОВ И ОБОРУДОВАНИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ (ГТС), ОСНОВАННОЙ НА ОПРЕДЕЛЕНИИ ОБЪЕКТИВНЫХ КРИТЕРИЕВ, ОТРАЖАЮЩИХ МАКСИМАЛЬНОЕ ЧИСЛО ВЛИЯЮЩИХ ФАКТОРОВ (ПОКАЗАТЕЛЕЙ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ). ПРЕДСТАВЛЕНЫ МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА, ОСНОВАННЫ ОБОБЩЕННЫЕ КРИТЕРИИ ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭКОНОМИЧНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ (МГ).

ДЕКАБРЬ

ВКЛАД БУРОВИКОВ ОАО «СЕВКАВНИПИГАЗ»
В РАЗВИТИЕ ПХГ ОТРАСЛИ
с.8

МЕТОДОЛОГИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕЗЕРВОВ ПРОПУСКНОЙ
СПОСОБНОСТИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ
ПАО «ГАЗПРОМ»
с.8

КВАЗИОДНОМЕРНОЕ ДВИЖЕНИЕ РЕАЛЬНОГО
ГАЗА ПО НАКЛОННОМУ ГАЗОПРОВОДУ
с.8

2015



09 СЛОВО ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА

10 НОВОСТИ ОТРАСЛИ

УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ РАЗВИТИЕМ

14 НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ
Яицких Г.С., Вахрушин П.А.

20 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ
НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ДО 2020 ГОДА
Кершенбаум В.Я., Белозерцева Л.Ю.

24 ПОДХОДЫ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ НЕДИСКРИМИНАЦИОННОГО
ДОСТУПА К МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ
В ЕВРОПЕЙСКОМ СОЮЗЕ И РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Долматов И.А., Маскаев И.В.

32 КОНВЕРСИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ЖИДКОЕ МОТОРНОЕ
ТОПЛИВО: ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СОВРЕМЕННОГО
УРОВНЯ ТЕХНОЛОГИИ
Комаров А.Г., Коваленко С.А., Зайцев А.К., Ткаченко П.Н.



42 МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УРОВНЯ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА

Топилин А.В., Житомирский Б.Л., Ляпичев Д.М.,
Дубинский В.Г., Крылов П.В.

54 УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙНЫХ
СИТУАЦИЙ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ
ГАЗОПРОВОДОВ
Ревазов А.М., Алекперова С.Т.

60 ПЛАВАЮЩИЕ УЧАСТКИ И АРКИ ВЫБРОСА –
РЕЗУЛЬТАТ ОШИБОЧНОГО РАСЧЕТА ОБЩЕЙ
УСТОЙЧИВОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ
Димов Л.А., Димов И.Л.

64 ОЦЕНКА НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ДВУХ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПОСЛЕ ДЛИТЕЛЬНОЙ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ИСПЫТАНИЕМ НА РАЗРЫВНУЮ
НАГРУЗКУ
Алиев М.М., Кантюков Р.Р., Мустафин Ф.М.,
Ульшина К.Ф.



50 МЕТОДОЛОГИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕЗЕРВОВ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ ПАО «ГАЗПРОМ»

Михаленко В.А., Тарасов В.В., Кузема А.В.,
Спектор Ю.И., Варламов Н.В., Белинский
А.В., Речинский С.Н., Ребров О.И., Бабаков
А.В., Вербило А.С., Денисов А.Н., Савин С.А.



РАЗВИТИЕ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

74 ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО
ГАЗОПРОВОДА ТААСЮРЯХ – МИРНЫЙ – АЙХАЛ
Большаков А.М., Иванов А.Р.

80 РЕМОНТ: ФИЛОСОФИЯ КАЧЕСТВА

ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ ГАЗА

86 РЕГУЛИРОВАНИЕ ЛАТЕРАЛЬНЫХ ПЕРЕТОКОВ ГАЗА
В МАЛОАМПЛИТУДНЫХ ЛОВУШКАХ ВОДОНОСНЫХ ПЛАСТОВ ПХГ
Михайловский А.А., Скуфинский В.А.

92 УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССАМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПХГ НА
ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ
Егурцов С.А., Скрынник Т.В., Иванов Ю.В., Зубарев А.П.



98 ВКЛАД БУРОВИКОВ ОАО «СЕВКАВНИПИГАЗ» В РАЗВИТИЕ ПХГ ОТРАСЛИ

Гасумов Р.А., Дубенко В.Е.,
Андрианов Н.И., Шамшин В.И.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

104 ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ
ЛунФу А.В., Бубенчиков М.А.

110 ПЕРСПЕКТИВЫ ЗАМЕНЫ МЕТАНОЛА КИНЕТИЧЕСКИМИ
ИНГИБИТОРАМИ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В СИСТЕМАХ
СБОРА ГАЗА СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРОВИНЦИИ СЫЧУАНЬ, КИТАЙ
Аньлунь Ван, Якушев В.С.

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

116 ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ДЕГРАДАЦИИ ЛАНДШАФТОВ ПРИ
СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ
И ТРАНСПОРТА ГАЗА В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА
Баранов А.В., Наполов О.Б.

ТЕМЫ ВЫПУСКОВ 2016 Г.

1/718	ПОДВЕДЕНИЕ ИТОГОВ 2015 Г., ПРОГНОЗ И ЗАДАЧИ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ В 2016 Г. Регион Нижегородская область	8/727	ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. ВОПРОСЫ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ И ОХРАНЫ ТРУДА ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ. СИСТЕМА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА. ПРИМЕР ПАО «ГАЗПРОМ» Регион Астраханская область
2/719	СТРОИТЕЛЬСТВО В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ. СЛОЖНЫЕ КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПЕРЕДОВЫЕ РЕШЕНИЯ ОТРАСЛИ. ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ УГЛА Регион Воронежская область	728	СВОЕНИЕ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА: АКТУАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ, СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ Регион Краснодарский край
3/720	ГАЗОПЕРЕРАБОТКА И ГАЗОХИМИЯ: ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ, ЛОКАЛИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ Регион Томская область	СВ3/729	СПЕЦВЫПУСК «ГАЗИФИКАЦИЯ И ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ: НАДЕЖНОСТЬ ПОСТАВОК, НОРМАТИВНОЕ И ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ, ПЕРЕДОВЫЕ РЕШЕНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ»
СВ1/721	СПЕЦВЫПУСК «ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА И ДИАГНОСТИКА ОБЪЕКТОВ ЕСГ»	10/730	АВТОМАТИЗАЦИЯ И ИТ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ. АВТОМАТИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ Регион Мордовия
4/722	СЕРВИС И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ОБРАЗЦЫ МИРОВОГО УРОВНЯ ИСПОЛНЕНИЯ Регион Владимирская область	11/731	РАЗВИТИЕ ПХГ В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ Регион Республика Башкортостан
5/723	ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА. КОМПЛЕКСНОЕ ОСВОЕНИЕ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА Регион Приморский край, Сахалинская область, Камчатский край и пр.	12/732	АРМАТУРОСТРОЕНИЕ В РОССИИ И МИРЕ: ПРОБЛЕМЫ, РАЗВИТИЕ, ИННОВАЦИИ Регион Республика Татарстан
6/724	СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН И ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В БУРЕНИИ Регион Санкт-Петербург	СВ4/733	СПЕЦВЫПУСК «ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ: МИРОВОЙ ОПЫТ И РОССИЙСКАЯ ПРАКТИКА. ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УВ»
СВ2/725	СПЕЦВЫПУСК «ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ЛИДЕРСТВО ИЛИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ. ВОПРОСЫ СВОЕВРЕМЕННОГО ВНЕДРЕНИЯ ПЕРЕДОВЫХ РАЗРАБОТОК»	7/726	НАДЕЖНОСТЬ ОБЪЕКТОВ ЕСГ. «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ МОСКВА»: 70-ЛЕТНИЙ ПУТЬ ОТ НАДЕЖНОСТИ ТРАНСПОРТА ДО ГИБКОСТИ СИСТЕМЫ ПОСТАВОК АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА ОБЪЕКТОВ Регион Саратовская область

Журнал получают топ-менеджеры и руководители среднего и высшего звена. Более 1500 крупнейших российских нефтегазовых компаний, среди которых полный список дочерних предприятий Газпрома, включая все региональные. А также: Минэнерго, Минвостокразвития, НК «Итера», ВНИИНЕФТЬ, ЛАНИТ, «Стройгазмонтаж», «Новатэк», Главстройэкспертиза России, ЛУКОЙЛ, «НИПИгазпереработка, Сахатранснефтегаз, Объединенная двигателестроительная корпорация», Объединенная металлургическая компания, Трубная металлургическая компания, РН «Менеджмент», «Ванкорнефть», «КогалымНИПИнефть», «Сургутнефтегаз».

ПОДПИСНЫЕ ИНДЕКСЫ:

КАТАЛОГ АГЕНТСТВА «РОСПЕЧАТЬ» «ГАЗЕТЫ. ЖУРНАЛЫ» - 81450, 80265
КАТАЛОГ АГЕНТСТВА «РОСПЕЧАТЬ» «ИЗДАНИЯ ОРГАНОВ НТИ» - 58690
ОБЪЕДИНЕННЫЙ КАТАЛОГ «ПРЕССА РОССИИ» - 29103, 29630

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

МАРКЕЛОВ В.А.
заместитель председателя
правления ПАО «Газпром»

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

АКСЮТИН О.Е.
член правления, началь-
ник Департамента ПАО
«Газпром», д. т. н., чл.-корр.
РАЕН, член АТН РФ

БАБКИН В.П.
ветеран отрасли

БУДУЗЛЯК Б.В.
президент СРО АСГНК,
вице-президент АТН РФ,
проф., д. т. н.

ВАСИЛЬЕВ Г. Г.
зав. кафедрой сооружения
и ремонта газонефтепрово-
дов и хранилищ РГУ нефти
и газа им. И.М. Губкина,
проф., д. т. н.

ГАФАРОВ Н.А.
вице-президент Ассо-
циации предприятий
нефтегазового и бурового
оборудования по научной
работе и инновациям,
д. т. н., чл.-корр. РАЕН

ГУСЕВ Б.В.
президент международной
инженерной академии, про-
фессор, д. т. н., чл.-корр. РАН

ДМИТРИЕВСКИЙ А.Н.
научный руководитель
Института проблем нефти
и газа РАН, профессор, д. г.-
м. н., чл.-корр. РАН

ЕРМОЛАЕВ А.И.
зав. кафедрой разработки
и эксплуатации газовых и
газоконденсатных место-
рождений РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина, проф.,
д. т. н.

СМИРНОВ А.Г.
заместитель главного
редактора

ИСТОМИН В.А.
главный научный сотру-
дник ООО «Газпром ВНИИ-
ГАЗ», проф., д. х. н.

КАРАСЕВИЧ А.М.
советник генерального ди-
ректора по инновационным
проектам ООО «Строй-
газмонтаж», зав. кафедрой
экономики региональной
энергетики и энергоэффек-
тивности РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина, проф.,
д. т. н.

КАРПЕЛЬ Е.Е.
ветеран отрасли

КАСЬЯН Е.Б.
начальник Департамента
ПАО «Газпром», к. псх. н.

№ 12 /731/ 2015
ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ
УЧРЕДИТЕЛЬ
ПУБЛИЧНОЕ
АКЦИОНЕРНОЕ
ОБЩЕСТВО
«ГАЗПРОМ»

ЛАПИДУС А.Л.

зав. кафедрой газохимии
РГУ нефти и газа им. И.М.
Губкина, проф., д. х. н., чл.-
корр. РАН, действ. чл. РАЕН

МАСТЕПАНОВ А.М.

руководитель Аналити-
ческого центра энерге-
тической политики и
безопасности – замести-
тель директора Института
проблем нефти и газа РАН,
д. э. н., действ. чл. РАЕН

МИЛОВАНОВ В.И.

Первый заместитель гене-
рального директора ПАО
«ВНИПИгаздобыча», к. э. н.

НИКИТИН Б.А.

президент Академии
технологических наук РФ,
заведующий кафедрой
освоения морских нефтега-
зовых месторождений РГУ
нефти и газа им. И.М. Губ-
кина, проф., д. т. н., действ.
чл. РАЕН, РИА, Академии
горных наук

ПОДЮК В.Г.

президент ЗАО «Ачимгаз»,
к. т. н., чл. АТН РФ

САВЕЛЬЕВ В.А.

Председатель Правитель-
ства Удмуртской Республи-
ки, д. г.-м. н., проф., чл.-корр.
РАЕН, чл.-корр. МИА

СЕЛЕЗНЕВ К.Г.

член правления,
начальник департамента
ПАО «Газпром», к.э.н.

СЕРГИЕНКО А.В.

советник генерального
директора ОАО «Гипро-
спецгаз»

СТОЛЯР Н.Ф.

ветеран отрасли ТЕР-САР

КИСОВ Р.М.

проф. кафедры разработки
и эксплуатации газовых
и газоконденсатных место-
рождений РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина, д. т. н.,
действ. чл. РАЕН

ЦЫБУЛЬСКИЙ П.Г.

заместитель генераль-
ного директора по науке
ООО «Газпром»

ЧЕРЕПАНОВ В.В.

член правления,
начальник департамента
ПАО «Газпром», к.г.-м.н.,
член АТН РФ

ШЕВЧЕНКО Д.Г.

генеральный директор
ООО «Газоил пресс»

РЕДАКЦИЯ

Заведующий редакцией –
заместитель главного
редактора
А.Г. СМЕРНОВ

Ведущий научный редактор
Т.В. ИВАКИНА

Редактор В.И. ФОМИЧЕВА
Т: (495) 430 8737, 430 8738
info@gasoilpress.ru

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОТДЕЛ

Заведующий отделом

А.А. ЛОСКУТОВА

Ведущий редактор

О.В. ФИЛИПОВА

Т: (495) 430 8740

press@gasoilpress.ru

ОТДЕЛ ХУДОЖЕСТВЕННОГО

ОФОРМЛЕНИЯ И ДОПЕЧАТНОЙ

ПОДГОТОВКИ

Главный художник

А.Е. ТЮРИН

Компьютерная верстка

В.Ф. ИГНАТЕНКО, А.Р. КОМЛЕВ

Компьютерная графика

Г.Е. НИКОЛАЙЧИК

Корректор А.В. СОКОЛОВА

Набор Е.В. ЗАРУБАЕВА

Т: (495) 430 8737, 430 8738

info@gasoilpress.ru

ОТДЕЛ РЕКЛАМЫ

И СПЕЦПРОЕКТОВ

Т: (495) 719 6121

reklama@gasoilpress.ru

А.В. ХОРОМАНСКАЯ,

И.В. ШМЕЛЁВА

Т: (495) 430 8731, 719 6121

(499) 580 4033

ПОДПИСКА ДОСТАВКА

Л.Л. ЖУРАВЛЁВА

Н.Н. ВОРОНИНА

Т: (499) 580 4034

(495) 430 8739

subscribe@gasoilpress.ru

dostavka@gasoilpress.ru

АДРЕС ИЗДАТЕЛЬСТВА

И РЕДАКЦИИ:

119415, г. Москва,

пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1

Т: (495) 719 2435, 719 2031

Ф: (495) 430 8739

www.gasoilpress.ru

Журнал входит в перечень

рецензируемых научных

изданий ВАК Минобразо-

вания РФ

Свидетельство о регистра-

ции средства массовой ин-

формации ПИ №ФС77-34441

от 28.11.2008 г., выданное

Роскомнадзором

Подписано в печать

02.12.2015 г.

Выход в свет 09.12.2015 г.

Формат 60х90/8.

Бумага мелованная.

Печать офсетная.

Печ. л. 13,5

Тираж 3500 экз.

Цена свободная

Отпечатано в типографии

«Вива-Стар»

ИННОВАЦИОННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

122 СМЕЩЕНИЕ СТЕНОК НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ ТЕКТЕНИЧЕСКИХ НАПРЯЖЕНИЙ

Губайдуллин А.Г., Могучев А.И.

126 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ДОЖИМНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИЕЙ НА ОСНОВЕ МНОГОМЕРНОГО НЕЧЕТКОГО РЕГУЛЯТОРА

Сагдатуллин А.М.

132 ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПО КРИТЕРИЮ МАЛОЦИКЛОВОЙ УСТАЛОСТИ В УСЛОВИЯХ ДВУХОСНОГО НАГРУЖЕНИЯ

Лягова К.А., Герасименко А.А.



КВАЗИОДНОМЕРНОЕ ДВИЖЕНИЕ РЕАЛЬНОГО ГАЗА ПО НАКЛОННОМУ ГАЗОПРОВОДУ

Бозоров О.Ш., Хужаев И.К.

ГАЗОМОТОРНОЕ ТОПЛИВО

142 ПОДХОДЫ К РАЗВИТИЮ РЫНКА ГАЗОМОТОРНОГО ТОПЛИВА ЗА РУБЕЖОМ С УЧЕТОМ МЕСТНЫХ УСЛОВИЙ

Миркин Е.П.

АКТУАЛЬНОЕ ИНТЕРВЬЮ

148 НТС РОСТЕХНАДЗОРА – ПЛОЩАДКА ДЛЯ ОБСУЖДЕНИЯ ИДЕИ БИЗНЕСА



Адрес типографии: 107023, г. Москва, ул. Электrozаводская, д. 20, стр. 3
Перепечатка опубликованных материалов допускается только по согласованию с редакцией.
Представителем авторов публикаций в журнале является издатель.
Фото на обложке 00000000
Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях



УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!



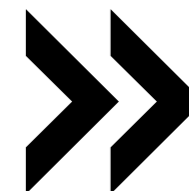
Сегодня журнал «Газовая промышленность» является важнейшим изданием, учрежденным ПАО «Газпром», источником информации о новейших технических решениях в газовой и смежных с ней отраслях промышленности. Издание является неизменным информационным партнером крупнейших отраслевых форумов, конференций и выставок, оказывает существенное влияние на развитие отрасли. В наступающем году нас ждут новые задачи, новые проекты и новые надежды. А еще читателей журнала ждет обновленный образ и сайт издания, а также новые сервисы и электронная версия журнала. В 2016 г. мы планируем широко освещать успешные проекты по внедрению импортозамещающих технологий и локализованных производств, размещать качественную информацию, интервью и комментарии экспертов, публиковать материалы о крупных мероприятиях и проектах в сфере технологического развития отрасли, НИОКР, развития инжиниринга, испытательных полигонов, производственных кластеров и технологий будущего газовой отрасли.

В этом номере мы задумали обсудить систему оценки технологического уровня объектов магистрального транспорта газа, поделиться исследованием работоспособности магистрального газопровода ТаасЮрях – Мирный – Айхал, проанализировать технологические проблемы системы элементов подготовки газа. С каждым новым проектом задачи технологического развития становятся важнее и насущнее, и нам важно, чтобы на такой площадке, как журнал «Газовая промышленность», могли обмениваться опытом ведущие инженеры страны. Желаю плодотворной работы!



В. А. МАРКЕЛОВ

–
Главный редактор,
заместитель пред-
седателя правления
ОАО «Газпром»



**ТЕХНОДИНАМИКА РАЗВИВАЕТ
МАЛОЛЮДНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ**

Холдинг «Технодинамика», входящий в Госкорпорацию «Ростех», с начала 2015 г. поставил ПАО «Газпром» более 600 станций катодной защиты на основе импульсного преобразователя «Агидель-3000». Эти установки предотвращают коррозию трубопроводов и подземных металлических сооружений. Кроме того, станция позволяет снимать показания и управлять энергопотреблением удаленно. Применяемые технологии позволят заказчикам станций повысить ресурс и эффективность использования трубопроводов и сократить численность обслуживающего их персонала.

Станция катодной защиты (СКЗ) «Агидель-3000» разработана и произведена уфимским предприятием «Молния», входящим в состав «Технодинамики». Основным покупателем СКЗ «Агидель-3000» выступило ОАО «Газпром газораспределительная Уфа», которое уже за текущий год установило на своих предприятиях 609 катодных станций.

Разработка холдинга позволяет предотвратить коррозию подземных металлических сооружений и трубопроводов. Кроме того, встроенный контроллер телеуправления, позволяет дистанционно получать информацию о состоянии станции и параметрах катодной защиты при помощи GSM/GPRS-канала, а также оптимизировать энергопотребление.

На основе станций возможно создание комплексной системы телеметрического управления состоянием электрохимической защиты трубопроводов. По мнению разработчиков, внедрение СКЗ производства «Технодинамики» позволит сократить численность обслуживающего их персонала и приведет к снижению потребления электроэнергии станциями катодной защиты.

По информации
холдинга
«Технодинамика»

**ПАО «ГАЗПРОМ АВТОМАТИЗАЦИЯ»
ВОШЛО В ПЕРЕЧЕНЬ ПРЕДПРИЯТИЙ,
ОКАЗЫВАЮЩИХ СУЩЕСТВЕННОЕ
ВЛИЯНИЕ НА ОТРАСЛИ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

По данным портала Проммонитор.рф, который создан Министерством промышленности и торговли Российской Федерации, ПАО «Газпром автоматизация» вошло в число российских компаний, оказывающих существенное влияние на отрасли промышленности.

В перечень включены крупнейшие компании различных отраслей промышленности, работе которых уделяется повышенное внимание со стороны Правительства РФ. Данные предприятия участвуют в реализации ряда правительственных программ.

По информации
ПАО «Газпром
автоматизация»

ПАО «Газпром автоматизация» продолжает следовать политике импортозамещения. В начале 2015 г. Общество стало членом рабочей группы по вопросам использования природного газа в качестве моторного топлива при правительственной комиссии по вопросам ТЭК. Генеральный директор ПАО «Газпром автоматизация» Д.А. Журавлев вошел в состав секции «Информационная безопасность ТЭК» Консультативного совета при председателе Комитета Государственной Думы Федерального Собрания РФ по энергетике.

**НАЧАЛ ФУНКЦИОНИРОВАТЬ
МОЩНЫЙ КЛАСТЕР
МАЛОТОННАЖНОЙ НЕФТЕХИМИИ,****46
ПРЕДПРИЯТИЙ**

ОСНОВНЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ СКЗ «АГИДЕЛЬ-3000»
ВЫСТУПИЛО ОАО «ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ
УФА», КОТОРОЕ УЖЕ ЗА ТЕКУЩИЙ ГОД УСТАНОВИЛО
НА СВОИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

**609
КАТОДНЫХ СТАНЦИЙ****В ФЕДЕРАЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ
ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ
ВКЛЮЧЕНЫ БОЛЕЕ****70
ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ НА
170
МЛРД РУБ.****КОМПАНИИ БАШКИРИИ
ВЫТЕСНЯТ ИНОСТРАНЦЕВ
ИЗ РОССИЙСКОГО ТЭК**

В Уфе при участии главы Минпромторга России Дениса Мантурова и полпреда Президента РФ в ПФО Михаила Бабица обсудили вопросы развития отечественного нефтегазового комплекса, а также перспективы снижения зависимости российской промышленности от импорта оборудования и комплектующих и использования российскими компаниями иностранного программного обеспечения. По мнению экспертов, для правильного выстраивания работы с компаниями, которые готовы обеспечить импортонезависимость российского нефтегазового комплекса, необходимо заключать с ними специальные инвестиционные контракты. По словам министра промышленности и торговли России Дениса Мантурова, в федеральные программы импортозамещения включены более 70 инвестиционных проектов на 170 млрд руб. Минпромторг намерен подключить к этой работе регионы.

Башкирия, в экономике которой ТЭК играет определяющую роль, занимается импортозамещением для отрасли вплотную. «14 предприятий республики попали в федеральный план импортозамещения, – сообщил глава Башкирии Рустэм Хамитов. –

В перечень вошло 57 изделий. Но делается гораздо больше. По каждому крупному холдингу составляется перечень оборудования, которое могли бы выпускать местные компании. Только для Газпрома 12 предприятий Башкирии готовы производить 226 наименований оборудования. Аналогичное соглашение с республиканскими властями подписала УГМК, на выходе – соглашение с «Сибуром», идет работа с Роснефтью. Не все получается гладко. Производители нефтегазового оборудования полностью берут на себя инвестиционные риски. Ресурсов на НИОКР у них мало, предприятия ТЭК эти работы не финансируют и, более того, приобретение иностранного оборудования не гарантируют».

По информации
«РБК-Башкортостан»

Вторая большая проблема связана с отсрочкой платежей за машиностроительную продукцию по договорам с крупными компаниями ТЭК. «Эта отсрочка достигает 90–120 дней, бывает и 180 дней, потому предприятия вынуждены привлекать дополнительные заемные средства. Это приводит к снижению рентабельности. При этом предприятия ТЭК следят за тем, чтобы рентабельность не была высокой, в договор закладывают примерно 5%, а кредит на рынке стоит 25%. Тут не разбежишься», – посоветовал Рустэм Хамитов. Близкие по профилю компании в Башкирии объединяются – в кластер нефтегазового инжиниринга вошли 30 компаний республики. По словам Рустэма Хамитова, вместе они способны покрыть потребности российского рынка на 90%. Также начал функционировать мощный кластер малотоннажной нефтехимии, 46 предприятий. Для него были созданы две структуры: центр коллективного доступа к дорогостоящему высокотехнологичному оборудованию и прототипирования. На стадии формирования кластер прототипирования и аддитивных технологий, а также геофизический.

Глава Минпромторга Денис Мантуров отметил большую работу по созданию кластера нефтегазового машиностроения в Башкирии и сообщил об интеграции процесса импортозамещения в этой сфере на базе УГНТУ: «Мы с Минобрнауки в этом году отобрали Уфимский нефтяной университет в части инжинирингового центра, который будет таким образом обеспечивать интеграцию по разработке, внедрению в производство и последующему сервисному обслуживанию оборудования, которое будет производиться компаниями, находящимися в Башкирии».



УСПЕХИ ХИМИИ: КОМПАКТНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАКИ ДЛЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Этот новый способ хранения метана позволяет ускорить перевод автотранспорта на газомоторное топливо, так как не требует ни компримирования, ни пониженных температур.

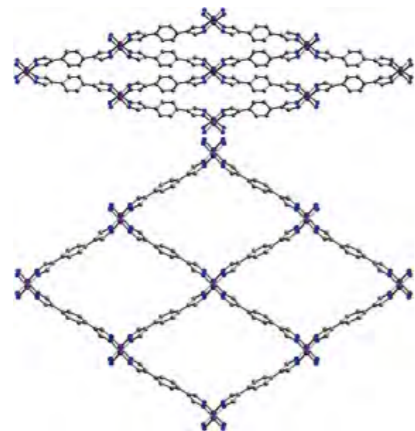
Природный газ гораздо экологичнее бензина, но названные технические проблемы препятствуют его широкому распространению на автотранспорте.

В химических лабораториях UC Berkeley разработали гибкий пористый материал, так называемую металлоорганическую структуру (MOF), позволяющую хранить метан и решать такие проблемы. При извлечении метана для подачи в двигатель MOF свертывается, но при насыщении ее метаном при умеренном давлении, создаваемом даже бытовым компрессором, расширяется вновь.

MOF насыщается метаном под давлением, в 35–65 раз превышающем атмосферное (500–900 psi), тогда как компримированный природный газ (КПГ) обычно подается в резервуар под давлением 25,0 МПа (3600 psi).

Автомобили на СПГ требуют меньшего рабочего давления, но им необходима мощная теплоизоляция, так как для поддержания газа в жидком состоянии его температура должна быть на уровне примерно –162 °С.

Роберт Сандерс
По материалам
Berkeley News



Одна из главных технических проблем заключалась в поиске материала, способного абсорбировать метан при относительно низких давлениях, примерно 3,5 МПа, но позволяющего его отбирать при обычном рабочем давлении двигателя – 0,5–0,6 МПа. MOF обладает развитой поверхностью и превосходной абсорбционной способностью, поэтому он наиболее подходит для хранения адсорбированного природного газа. Помимо технологических преимуществ он позволяет сокращать и теплопотери, так как вырабатываемое тепло расходуется на изменение структуры материала.



УЖЕ ОДОБРЕНЫ

56

ПРОЕКТОВ

ПО РАЗВИТИЮ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
НА СУММУ

19,2

МЛРД РУБ.

ПРИ ЭТОМ ЧАСТНЫЕ СТРУКТУРЫ
ИНВЕСТИРУЮТ В НИХ ЕЩЕ ОКОЛО

140

МЛРД РУБ.



ОПЕРЕЖАЮЩЕЕ РАЗВИТИЕ
ИНЖИНИРИНГА КАК УСЛОВИЕ
РАЗРАБОТКИ И БЫСТРОГО ЗАПУСКА
ПРОИЗВОДСТВА КОНКУРЕНТОСПОСОБНОЙ
ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЙ ПРОДУКЦИИ

Зависимость экономики страны от колебаний цен на нефть, от импортных технологий, товаров и услуг; санкции, введенные странами Евросоюза против России, обращают внимание на возможности, благодаря которым Россия может выйти на новый мировой уровень развития. На сегодняшний день подобные возможности представлены в сфере внутренней экономики нашей страны, в частности в модернизации промышленного сектора и агропромышленного комплекса. Основа для грамотного развития всех отраслей экономики заложена во внедрении новых технологий в производственно-технологическую сферу и в совершенствовании инженерной профессии и инженерного дела. Это станет частью реализации одной из главных целей, поставленных президентом РФ

ЗА ТРИ ГОДА НА БАЗЕ ВЕДУЩИХ
ТЕХНИЧЕСКИХ ВУЗОВ БЫЛО СОЗДАНО

30

ИНЖИНИРИНГОВЫХ ЦЕНТРОВ

перед правительством, – создание импортозамещения на всех уровнях экономики и достижение автономности Российской Федерации на мировом уровне.

Министерство промышленности и торговли РФ активно способствует появлению инженеринговых центров, работающих по наиболее востребованному промышленностью направлениям. Ведомство совместно с Минобрнауки России реализует масштабную программу развития инженеринговой инфраструктуры. За три года на базе ведущих технических вузов было создано 30 инженеринговых центров. Только в 2015 г. на эти цели государством было выделено субсидий на 1 млрд руб.

По информации
Минпромторга РФ

ПРОМЫШЛЕННАЯ МЕМБРАННАЯ
ГАЗОРАЗДЕЛИТЕЛЬНАЯ СТАНЦИЯ
ПОДГОТОВИТ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ
ПРИРОДНЫЙ ГАЗ МЕТЕЛИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМПАНИИ
«БАШНЕФТЬ»

Компания «Грасис» реализует проект, включающий проектирование, изготовление и поставку мембранной газоразделительной станции подготовки природного газа для Метелинского месторождения ООО «Башнефть-Добыча» – дочернего предприятия АНК «Башнефть».

Основными критериями выбора мембранной технологии были низкие капитальные и эксплуатационные затраты, полное соответствие требованиям к качеству подготовленного газа, а также простота эксплуатации.

Основными задачами мембранной газоразделительной станции «Грасис» являются удаление сероводорода и меркаптанов из природного газа, осушка, отбензинивание и подготовка до требований ГОСТ 5542–87 с целью дальнейшей подачи подготовленного газа для потребителей Дуванского района на северо-востоке Республики Башкортостан.

В мембранной станции не используются химические реагенты, что является преимуществом перед другими технологиями в части эксплуатационных затрат и экологичности.

По информации
компании «Грасис»



ПУТИН:
ЧАСТНЫЙ БИЗНЕС
ВЛОЖИТ 140 МЛРД РУБ.
В ПРОЕКТЫ С ФОНДОМ
РАЗВИТИЯ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Открывая заседание президиума Госсовета, посвященного вопросам импортозамещения, Президент РФ Владимир Путин отметил, что в текущем году начал активную работу Фонд развития промышленности, который предоставляет льготные займы для модернизации промышленных предприятий. Уже одобрены 56 проектов на сумму 19,2 млрд руб. При этом частные структуры инвестируют в них еще около 140 млрд руб.

По словам руководителя государства, реализация проектов в сфере импортозамещения «во многом зависит от того, насколько слаженными и просчитанными будут действия федеральных, региональных властей и бизнеса». «Существенные налоговые льготы предполагаются и в режиме так называемого гринфилда (проекты с нуля. – Прим. ред.), который будет распространяться на вновь создаваемые промышленные предприятия с 2016 г. Для этих производств после начала операционной деятельности будет применяться вычет по налогу на прибыль в размере, равном объему произведенной инвестиции», – подчеркнул глава государства.

По информации
ИТАР-ТАСС

Г.С. ЯИЦКИХ,
П.А. ВАХРУШИН
-
ЗАО «Инженерно-
промышленная
нефтехимическая
компания», РФ,
Москва
yaitskich@truboprovod.ru

УДК 622.279

ПРИРОДНЫЙ ГАЗ ЯВЛЯЕТСЯ ШИРОКО ВОСТРЕБОВАННЫМ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕМ НА МИРОВОМ РЫНКЕ. НЕПРЕРЫВНЫЙ РОСТ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО И СЛАНЦЕВОГО ГАЗА ПО ВСЕМУ МИРУ НЕИЗБЕЖНО ПРИВОДИТ К СНИЖЕНИЮ ЦЕН НА ЭТОТ ВИД ТОПЛИВА. НЫНЕШНЯЯ ПОЛИТИЧЕСКАЯ СИТУАЦИЯ ЗАСТАВЛЯЕТ ЗАДУМАТЬСЯ О ПЕРСПЕКТИВАХ ПРИМЕНЕНИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ДЛЯ ПОСТАВКИ РОССИЙСКОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ЗАРУБЕЖНЫМ ПОКУПАТЕЛЯМ, ТАК КАК В ЭТОМ СЛУЧАЕ СВОДИТСЯ К МИНИМУМУ ВОЗМОЖНОСТЬ КОММЕРЧЕСКОГО МАНЕВРА В СЛУЧАЕ НЕСОБЛЮДЕНИЯ ЗАПАДНЫМИ ПАРТНЕРАМИ ДОГОВОРНЫХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ. В НАСТОЯЩИЙ МОМЕНТ ШИРОКО ОБСУЖДАЮТСЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ СПОСОБЫ МОНЕТИЗАЦИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА: ПРОИЗВОДСТВО СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА (СПГ) И СИНТЕТИЧЕСКОГО ЖИДКОГО ТОПЛИВА (СЖТ).

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ

АНАЛИЗ ПОКАЗЫВАЕТ, ЧТО ПРИ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА (БОЛЕЕ 3–4 МЛН Т/ГОД ПО ПРОДУКТУ) И ЗНАЧИТЕЛЬНОМ РАССТОЯНИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ (БОЛЕЕ 3–4 ТЫС. КМ) ЭКОНОМИЧЕСКИ ВЫГОДНЕЕ СТАНОВИТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ СЖТ. ЭТА ТЕХНОЛОГИЯ ХАРАКТЕРИЗУЕТСЯ ЗНАЧИТЕЛЬНО БОЛЕЕ НИЗКИМИ ЗАТРАТАМИ НА ТРАНСПОРТИРОВКУ И ВЫСОКОЙ ДОБАВОЧНОЙ СТОИМОСТЬЮ ВСЛЕДСТВИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ ПО ЭТОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДОРОГОСТОЯЩИХ СОВРЕМЕННЫХ ТОВАРНЫХ ПРОДУКТОВ – БЕНЗИНОВ, РЕАКТИВНЫХ И ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
газ, транспортировка,
газохимия,
сжиженный
природный газ,
синтез-газ,
синтетическое
жидкое топливо

NEW OPPORTUNITIES FOR GAS PRODUCERS

YAITSKIKH G.S.
VAKHRUSHIN P.A.
-
ZAO Engineering
and Industrial
Petrochemical
Company, RF,
Moscow
yaitskich@
truboprovod.ru

Greater call for natural gas remains in the global market. Therefore, natural and shale gas production growth is set to continue, inevitably leading to progressively falling prices. The present political situation makes us rethink the future of gas pipelining to deliver domestic gas outside Russia as pipelines are unlikely to effectively support additional commercial sales manoeuvres in case of contract commitment failure. Alternative natural gas monetisation options are widely discussed now, most notably LNG and synthetic liquid fuels, SLFs. Recent analyses show that SLFs appear to be far more preferable in case of greater unit capacity (over 3–4 mty for end-products) and longer transportation distances, 3,000–4,000 km or longer. This technology offers far lower shipment costs and greater added value products such as gasoline, diesel, or jet/kerosene.

KEYWORDS:
gas, transport,
gas chemicals,
liquefied natural gas,
synthesis gas,
synthetic liquid fuels

В настоящее время успех деятельности газодобывающих компаний в значительной степени определяется уровнем цен на газ на внутреннем и международном рынках. Поступательный рост объемов производства природного и сланцевого газа в США, Канаде, Австралии, Папуа – Новой Гвинее, странах Персидского залива, Мозамбика является одним из определяющих факторов снижения цен на энергоносители. В этом заинтересованы в первую очередь потребители энергоресурсов – Япония, Китай, Южная Корея, страны Европейского союза (ЕС) и др.

Учитывая неоспоримое влияние индустриально развитых стран на мировую политику и экономику, можно с высокой степенью вероятности прогнозировать сравнительно низкие цены на углеводородное сырье (нефть и газ) в обозримом будущем [1].

Российские газовые компании традиционно экспортировали природный газ в страны ближнего зарубежья и ЕС по трубопроводам. Реалии последнего десятилетия обусловили диверсификацию части потоков в северном (по дну Балтийского моря) и восточном (в страны АТР) направлениях. Как исключение, продукция месторождений о. Сахалин экспортируется в виде сжиженного природного газа (СПГ).

Учитывая складывающуюся в последнее время политическую обстановку, можно сделать вывод, что гарантированная стабильно

высокая доходность трубопроводного транспорта уходит в прошлое. Отказ от выполнения своих договорных обязательств стал нормой жизни даже высокоразвитых цивилизованных государств. В таких условиях возможность коммерческого маневра (оперативного перезаключения договоров с перенаправлением потоков продукции в минимальные сроки) – залог успеха, а порой и просто выживания экспортера газа.

СПГ и синтетические жидкие топлива – альтернативные направления монетизации природного газа, активно развивающиеся в странах-экспортерах. Необходимо отметить, что с точки зрения коммерческого маневра СЖТ предпочтительнее СПГ, так как не требует сверхдорогостоящих видов транспорта, строительства новых газовых портовых терминалов с оборудованием для регазификации.

В то же время необходимо учитывать, что СПГ и СЖТ – два разных рынка. СПГ в большинстве случаев используется для генерации энергии (в первую очередь электрической), в то время как СЖТ главным образом предназначены для различных видов транспорта – автомобильного, авиационного, водного.

Также к группе коммерческих продуктов переработки газа следует отнести метанол, аммиак, высококачественные синтетические масла и другие сравнительно малотоннажные продукты.

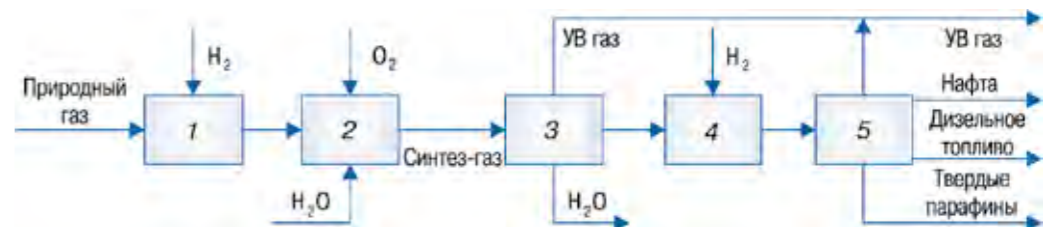
При оценке конкурентных возможностей СПГ и СЖТ на рынке автомобильных топлив необходимо учитывать дополнительные финансовые вложения в сфере СПГ: строительство сети специальных заправок, переоборудование сотен тысяч единиц автотракторной техники. В этом случае значительными преимуществами обладает синтетическое дизельное топливо, которое не требует от потребителей совершенно никаких дополнительных затрат. В случае применения СЖТ на электростанциях также не требуется больших затрат на переоборудование их под новый вид топлива.

В то же время необходимо отметить, что удельные капиталовложения в производство СЖТ сегодня пока еще выше, чем в производство СПГ. Причины этого можно определить, сравнив две эти технологии.

СРАВНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПОЛУЧЕНИЯ СЖТ И СПГ

Блок-схема процесса производства СЖТ представлена на рис. 1. Природный газ предварительно подвергается сероочистке в блоке 1. Как правило, процесс обессеривания протекает в две стадии: гидрирование сераорганических соединений до сероводорода и последующее его извлечение адсорбцией. Далее очищенный природный газ поступает в блок производства синтез-газа 2. Существует несколько способов получения синтез-газа: паровой риформинг (паровая конверсия), парциальное окисление,

1_Блок-схема процесса
производства СЖТ





ГАЗ ОТДЕЛЯЕТСЯ В СЕПАРАТОРЕ, А ЖИДКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ ПОДАЮТСЯ НА СТАДИЮ ГИДРОКРЕКИНГА И ИЗОМЕРИЗАЦИИ 4 ДЛЯ ОБЛАГОРАЖИВАНИЯ ПОЛУЧАЕМОГО ПРОДУКТА И УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫХОДА ЛЕГКИХ ФРАКЦИЙ

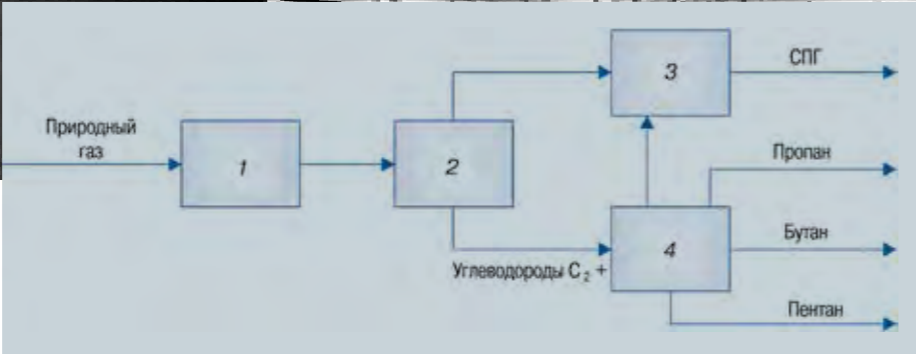


рис. 2 Блок-схема процесса получения СПГ

автотермический риформинг (парокислородная конверсия), пароуглекислотный и комбинированный риформинг (паровой + автотермический). При мощности завода более 3–4 млрд м³ газа в год экономически выгоднее становится использовать автотермический риформинг [2]. Этот метод в настоящее время используется для производства синтез-газа на заводе Oryx GTL в Катаре (лицензиар – Haldor Topsøe) [3]. При использовании в качестве сырья жирного углеводородного газа необходимо включение в схему дополнительного реактора предриформинга, в котором происходит конверсия углеводородов C₂⁺.

Далее синтез-газ поступает в блок получения жидких и твердых углеводородов 3. Наиболее распространенным и широко используемым в промышленности способом по-

лучения синтетических углеводородов является синтез по методу Фишера – Тропша. По этой технологии из синтез-газа образуются углеводороды в основном нормального строения с довольно большим диапазоном длины углеродной цепи (C₁ – C₄₀ и выше), т.е. получаемый продукт по фракционному составу условно можно разделить на углеводородный (УВ) газ, углеводороды бензиновой и дизельной фракций, а также твердые парафины. Газ отделяется в сепараторе, а жидкие углеводороды подаются на стадию гидрокрекинга и изомеризации 4 для облагораживания получаемого продукта и увеличения выхода легких фракций. В результате реакции крекинга происходит уменьшение длины углеродных цепей тяжелых углеводородов за счет разрыва C – C связей, а в результате реакции изомеризации происходит превращение

углеводородов нормального строения в углеводороды изо-строения. За счет этого увеличивается выход бензиновой и дизельной фракции, увеличивается октановое число бензина и уменьшается температура застывания дизельного топлива. Полученный продукт разделяется на вышеупомянутые фракции в блоке разделения 5. В зависимости от конъюнктуры рынка целесообразно строительство заводов СЖТ по вариантам производства целевого продукта:

Бензинов;
Дизельных
и реактивных топлив;
Смазочных масел.

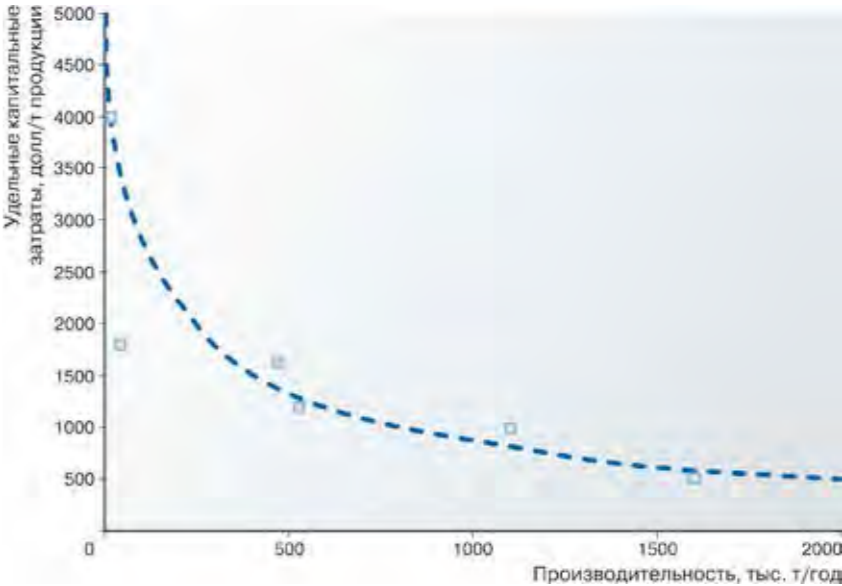
Блок-схема технологии подготовки и сжижения природного газа представлена на рис. 2. Природный газ компримируется до 5–6 МПа,

а затем подается в блок очистки и осушки 1. В этом блоке происходит выделение кислых газов (H₂S и CO₂) абсорбцией этаноламинами и выделение воды адсорбцией на цеолите. Далее очищенный и осушенный газ подается в блок предварительного охлаждения и сепарации 2, в котором конденсируются и выделяются углеводороды C₂⁺. Несконденсированный газ (в основном метан) подается в блок сжижения природного газа 3, где происходят его охлаждение и конденсация. Конденсат, содержащий в основном углеводороды C₂⁺, направляется в блок разделения 4, в котором выделяются пропановая, бутановая и пентановая фракции, а также небольшое количество растворенного метана и этана, которые смешиваются с потоком газа из сепаратора и направляются в блок сжижения природного газа.

ПРЕДПРИЯТИЕ, СТРАНА, ГОД ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ	ПРОЕКТНАЯ МОЩНОСТЬ ПО ВЫПУСКАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ, ТЫС. Т/ГОД	УДЕЛЬНЫЕ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ДОЛЛ/Т
ЗАВОДЫ СЖТ		
Mobil-process, Новая Зеландия, 1985 г.	470	1620
Mossgas, ЮАР, 1991 г.	1100	980
Bintulu GTL, Малайзия, 1993 г.	580	1070
GTL.F1AG, ЮАР, 2002 г.	43	1800
Установка фирмы ConocoPhillips, США, 2003 г.	18	4000
Oryx GTL, Катар, 2006 г.	1600	800
ЗАВОДЫ СПГ		
Nigeria LNG, Нигерия, 1999 г.	22 000	430
Atlantic LNG, Тринидад и Тобаго, 1999 г.	15 000	250
SEGAS LNG, Египет, 2004 г.	5000	260
Bioko Island, Экваториальная Гвинея, 2007 г.	3400	460

1_Проектная мощность и удельные капитальные затраты на строительство заводов по производству СЖТ и СПГ [3, 6]

3_Зависимость капитальных затрат от производительности СЖТ-заводов



Отличительные особенности процессов получения СЖТ и СПГ следующие:

1 Технология СЖТ включает три стадии химического превращения от исходного сырья до конечного продукта: превращение природного газа в синтез-газ, превращение синтез-газа в углеводороды, гидрокрекинг и изомеризацию углеводородов с получением товарного продукта. Вследствие этого процесс получения СЖТ, в отличие от получения СПГ, включает значительное количество дорогостоящего реакторного оборудования.

2 Технология сжижения природного газа предполагает использование значительно большего количества компрессорного оборудования для двух целей: сжатие природного газа и сжатия теплоносителя, используемого в захлаживающих и криогенных теплообменниках.

3 Процесс производства СПГ в значительной степени зависит от состава исходного газа. Присутствие в природном газе воды, H₂S и сероорганических соединений, CO₂ и углеводородов C₂⁺ значительно влияет на технологию, которая должна включать узлы для удаления всех этих компонентов. На технологию получения СЖТ влияет только присутствие серосодержащих веществ и углеводородов C₂⁺, в случае присутствия которых необходимо включение в схему узла сероочистки и реактора предриформинга, соответственно.

Капитальная стоимость строительства завода СЖТ определяется в основном стоимостью реакторного оборудования. Наиболее дорогостоящим блоком установки СЖТ является блок получения синтез-газа, в состав которого кроме реакторов входит ряд теплообменных аппаратов (рекуператоры, котлы-утилизаторы и т.д.). Капитальные затраты на этот блок могут составлять до 60 % всей стоимости установки [4]. В технологии сжижения природного газа основную стоимость составляет компрессорное и теплообменное оборудование. На модуль сжижения газа приходится до 45 % всех капитальных и до 50 % эксплуатационных затрат [5].

сравнение капиталовложений в производство сжт и спг

Зависимость удельных капитальных затрат строительства заводов по производству СЖТ и СПГ от мощности производства приведена в табл. 1. Удельные капиталовложения в строительство завода СЖТ выше затрат на строительство завода СПГ, однако необходимо отметить, что мощности существующих предприятий по сжижению природного газа значительно выше мощностей эксплуатируемых в настоящее время предприятий СЖТ. При этом СЖТ-технологии чувствительны к «эффекту масштаба» (рис. 3), и при значительной мощности (более 3–4 млн т/год продукции) стоимость строительства заводов по получению СЖТ становится даже несколько ниже стоимости строительства СПГ-заводов.

Как уже было сказано ранее, величина инвестиций в тот или иной проект будет зависеть не только от стоимости самого завода, но и от затрат на транспортировку товарного продукта. Транспортные расходы для жидких топлив намного ниже, чем для СПГ, поскольку транспортировка СПГ требует применения специальных дорогостоящих танкеров и береговых терминалов по приему и регазификации сжиженного газа. По данным ряда источников [5, 7], при необходимости транспортировки газа на расстояние более 2,5 тыс. км стоимость строительства завода по сжижению природного газа становится ниже стоимости строительства трубопровода. Однако при дальности транспортирования более 3,5–7,0 тыс. км экономически выгоднее построить завод по производству СЖТ [7, 8].

показатели	сжт	спг
Мощность завода, тыс. т продукции в год	3000	3000
Удельный расход природного газа, м³/т конечной продукции	1900	1400
Потребление природного газа млн м³/год	5700	4200
Цена природного газа, долл/1000 м³	30–50*	30–50*
Затраты на сырье, млн долл/год	171–285	126–210
долл/т продукции	57–95	42–70
Эксплуатационные затраты, млн долл/год	135–180	60–105
долл/т продукции	45–60	20–35
Расстояние транспортировки, км	4000	4000
Транспортные издержки, долл/т	14–18	45–90**
Капиталовложения, млрд долл	1,8–2,4	2,7–3,3
Удельные амортизационные отчисления, долл/т	60–80	90–110
Себестоимость продукции, долл/т	176–253	197–305
Цена продукции, долл/т	500–600	380–460
Внутренняя норма рентабельности проекта, %	18–20	15–17
Чистый дисконтируемый доход проекта, млрд долл	5,3	2,6

сравнение экономики производства сжт и спг

При сравнении экономики двух производств одинаковой мощности по целевому продукту необходимо учитывать следующие составляющие.

расход сырья

Сырьем для обоих процессов является природный газ, однако удельный расход сырья для двух технологий разный: для СЖТ удельный расход газа – 1800–2000 м³/т продукта, для СПГ – 1400 м³/т продукта.

амортизационные отчисления

Ввиду более высокой стоимости строительства СПГ-производства по сравнению с производством СЖТ амортизационные отчисления для СПГ будут несколько выше.

эксплуатационные затраты

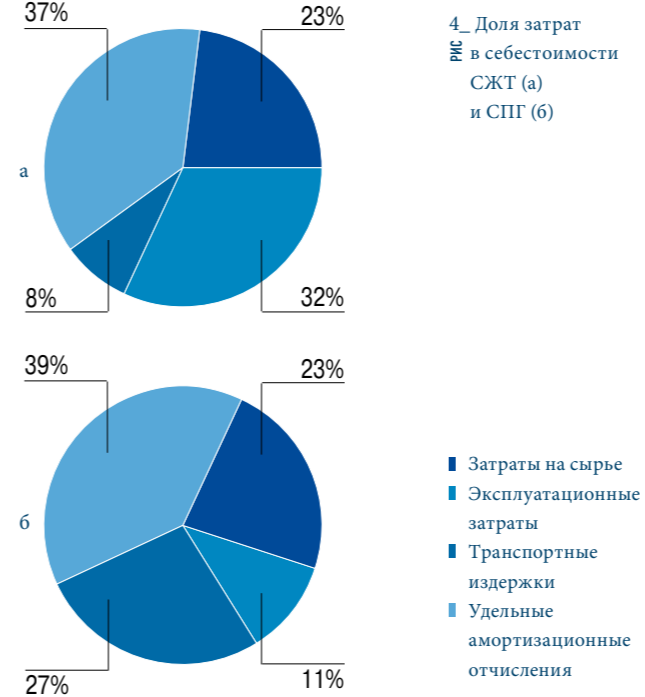
Для производства СЖТ и СПГ эксплуатационные затраты определяются в основном затратами на энергоносители. Завод по производству СЖТ потребляет такие энергоносители, как топливный газ, технологический пар, оборотная вода и электроэнергия. Завод по производству СПГ в значительно большем количестве потребляет электроэнергию, которая может производиться на самом заводе или подаваться извне. По данным источников, эксплуатационные затраты на производство СЖТ пока еще выше, чем на производство СПГ [9].

транспортные расходы

Затраты на транспортировку СПГ многократно выше, чем на транспортировку СЖТ. Это объясняется необходимостью строительства для транспорта сжиженного газа дорогостоящих танкеров-газовозов и портовых СПГ-терминалов как для отгрузки, так и для приема энергоносителя.

* Цена природного газа на устье скважины.
** Транспортные издержки, включая затраты на строительство и эксплуатацию танкеров-газовозов и терминала по приему и регазификации СПГ.

2_Технико-экономические показатели производства СПГ и СЖТ [6, 9, 10]



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Элинг Б. Трубопроводная угроза // Oil and Gas journal Russia. – 2015. – № 1–2. – С. 32–37.
2. Махлин В.А., Цецерук Я.Р. Современные технологии получения синтез-газа из природного и попутного газа // Химическая промышленность сегодня. – 2010. – № 3. – С. 6–17.
3. Глебова О.Л., Зубарева В.Д. Мировой опыт промышленного производства синтетических углеводородов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2013. – № 2. – С. 49–54.
4. Лачугин И.Г., Шевцов А.П., Маринченко А.Г. и др. GTL-производство: основы и перспективы. Обзор // Вестник ВГУ. Сер.: Химия. Биология. Фармация. – 2011. – № 2. – С. 27–36.
5. Крюков О.В. Развитие технологий производства сжиженного природного газа // Химическая техника. – 2015. – № 1. – С. 41–47.
6. Арутюнов В.С., Лapidус А.Л. Газохимия как ключевое направление развития энергохимических технологий XXI века // Российский химический журнал. – 2003. – № 2. – С. 23–32.
7. Тюрин Э.А., Степанов В.В., Скрипченко О.В. Оценка эффективности производства и морского транспорта синтетических жидких топлив и сжиженного природного газа // Проблемы энергетики. – 2011. – № 7–8. – С. 88–97.
8. Охатрина В.С. Международный опыт производства синтетических жидких топлив по технологии GTL и перспективы его развития // Проблемы современной экономики. – 2012. – № 1. – С. 114–116.
9. Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира. – М.: Нефть и газ, 2006. – 640 с.
10. Кидни А.Дж., Парриш У.Р., Маккартни Д. Основы переработки природного газа. – СПб.: Профессия, 2014. – 664 с.

REFERENCES

1. Eling B. Truboprovodnaya ugroza [Pipeline threat]. Oil and Gas journal Russia, 2015, no. 1–2, pp. 32–37.
2. Makhlin V.A., Tsetseruk Ya.R. Sovremennye tekhnologii polucheniya sintez-gaza iz prirodnogo i poputnogo gaza [Current technologies for producing synthetic gas from natural gas and associated gas]. Khimicheskaya promyshlennost' segodnya, 2010, no. 3, pp. 6–17.
3. Glebova O.L., Zubareva V.D. Mirovoy opyt promyshlennogo proizvodstva sinteticheskikh uglevodorodov [The world experience of industrial production of synthetic hydrocarbons]. Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom, 2013, no. 2, pp. 49–54.
4. Lachugin I.G., Shevtsov A.P., Marinchenko A.G., et al. GTL-proizvodstvo: osnovy i perspektivy. Obzor [GTL-production: Fundamentals and prospects. Overview]. Vestnik VGU, 2011, no. 2, pp. 27–36.
5. Kryukov O.V. Razvitiye tekhnologiy proizvodstva szhizhennogo prirodnogo gaza [Development of technologies for the production of liquefied natural gas]. Khimicheskaya tekhnika, 2015, no. 1, pp. 41–47.
6. Arutyunov V.S., Lapidus A.L. Gazokhimiya kak klyuchevoye napravleniye razvitiya energokhimicheskikh tekhnologiy XXI veka [Gas chemistry as a key direction of the development of energy technologies of the XXI century]. Rossiyskiy khimicheskiy zhurnal, 2003, no. 2, pp. 23–32.
7. Tyurina E.A., Stepanov V.V., Skripchenko O.V. Otsenka effektivnosti proizvodstva i morskogo transporta sinteticheskikh zhidkikh topliv i szhizhennogo prirodnogo gaza [Assessment of the effectiveness of production and marine transport of synthetic liquid fuels and liquefied natural gas]. Problemy energetiki, 2011, no. 7–8, pp. 88–97.
8. Okhatrina V.S. Mezhdunarodnyi opyt proizvodstva sinteticheskikh zhidkikh topliv po tekhnologii GTL i perspektivy ego razvitiya [International experience of the production of synthetic liquid fuels, using GTL technology and its development prospects]. Problemy sovremennoy ekonomiki, 2012, no. 1, pp. 114–116.
9. Braginskiy O.B. Neftegazovyy kompleks mira [Oil and gas complex of the world]. Moscow, Neft' i gaz Publ., 2006. 640 p.
10. Kidni A.Dzh., Parrish U.R., Makkartni D. Osnovy pererabotki prirodnogo gaza [Fundamentals of natural gas processing]. St. Petersburg, Professiya Publ., 2014. 664 p.



УДК 006:622 279

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ СТАНДАРТИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА (НГК). СТАНДАРТИЗАЦИЯ ВСЕГДА БЫЛА ТЕСНО СВЯЗАНА С ПРОБЛЕМАМИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ, ОЧЕВИДНО, ЧТО В РОССИИ ТРЕБУЕТСЯ БОЛЬШАЯ ВОВЛЕЧЕННОСТЬ СТАНДАРТИЗАЦИИ ВО МНОГИЕ ОБЛАСТИ НГК, ЧТО, В СВОЮ ОЧЕРЕДЬ, ПОЗВОЛИТ УСИЛИТЬ РОЛЬ СТАНДАРТОВ В ЗАЩИТЕ И ПРОДВИЖЕНИИ ОТЕЧЕСТВЕННОГО РЫНКА И СОЗДАТЬ УСЛОВИЯ ДЛЯ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ.

В. Я. КЕРШЕНБАУМ,
Л. Ю. БЕЛОЗЕРЦЕВА
-
РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина,
РФ, Москва
lovebeloz@gmail.com

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ДО 2020 ГОДА

ОПРЕДЕЛЕНА РОЛЬ ГОСУДАРСТВА В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ И НАМЕЧЕН ПЛАН ПО РЕШЕНИЮ ДАННОЙ ЗАДАЧИ. ИЗЛОЖЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СИСТЕМАТИЗАЦИИ ДОКУМЕНТОВ, СОСТАВЛЯЮЩИХ ПРОГРАММУ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ДО 2020 ГОДА, И МЕТОДИКА ЕЕ ФОРМИРОВАНИЯ. ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ СОЗДАНИЯ ПРОГРАММЫ И АНАЛИЗА ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ. ОСВЕЩЕНА НЕОБХОДИМОСТЬ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЯ ПРОГРАММОЙ

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
нефтегазовый
комплекс,
стандартизация,
концепция
и программа
по стандартизации
нефтегазового
комплекса

OIL AND GAS SECTOR
STANDARDISATION
IMPROVEMENTS
THROUGH 2020

KERSHENBAUM V.YA.,
BELOZERTSEVA L.YU.
-
Gubkin State Oil and
Gas University, RF,
Moscow
lovebeloz@gmail.com

This paper considers the current status of oil and gas sector standardisation in Russia. This issue remains to be closely associated with broader competition maintenance challenges, for which reason the authors believe that Russia needs greater standards penetration into many individual oil and gas segments. In turn, this is set to consolidate the role of standards in incentivising the domestic market providing better conditions for process equipment imports phase out. In addition, the authors define the role of state in standardisation improvements and set out related planned activities. They summarise the underlying principles and methodologies for arrangement of documents under the government's 2020 Oil and Gas Standardisation Programme. Initial Programme results are quantified and analysed here. Building a dedicated monitoring and management system under this Standardisation Programme is believed critical.

KEYWORDS:
oil and gas,
standardisation,
concept, programme,
competition,
monitoring,
management



В настоящий момент Россия стоит на пороге неминуемых изменений, причиной которых стали обострение политической обстановки и последовавшие за ней санкции. В сложившихся условиях назрела необходимость развития и восстановления собственного производства и технологий, что невозможно без грамотной и выверенной политики в области стандартизации. Нефтегазовый комплекс – не исключение [1].

Характеризуя общее состояние системы стандартизации в нефтегазовом комплексе, следует отметить, что она сегодня не способна адекватно ответить на вызовы, касающиеся ускоренной модернизации технологической базы НГК, повышения качества выпускаемой продукции, обеспечения энергоэффективности, ресурсосбережения и экологической безопасности. В силу экономических и иных причин государственный и нефтегазовый секторы сократили инвестиции в разработку национальных, межгосударственных и международных стандартов. Отсюда снизились эффективность и сама возможность продуктивной работы технических комитетов по стандартизации.

Наметилось существенное отставание от работ, проводимых в аналогичных секторах ИСО/СЕН. Имеющиеся средства не позволяют поддерживать требуемый для развития темп обновления фонда национальных стандартов. Однако, несмотря на серьезное отставание, имеются объективные предпосылки для ускоренного развития системы стандартизации. Огромный интеллектуальный потенциал нефтегазового комплекса и его инвестиционные возможности позволяют создать необходимые условия для сокращения разрыва между национальными и международными стандартами, а также создания системы перспективных стандартов, необходимых для реализации

ПРАВИТЕЛЬСТВОМ РФ РЕШЕНО БЫЛО НАЧАТЬ РЕАЛИЗАЦИЮ ЭТОЙ ЗАДАЧИ С СОЗДАНИЯ КОНЦЕПЦИИ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА ПЕРИОД ДО 2020 ГОДА, ЛОГИЧНЫМ ПРОДОЛЖЕНИЕМ КОТОРОЙ СТАЛА ПРОГРАММА ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ НГК НА ПЕРИОД ДО 2020 ГОДА

Энергетической стратегии России на период до 2030 года. Для достижения этой цели в ближайшей перспективе предстоит осуществить ряд мер по совершенствованию сложившейся системы стандартизации [2]. Правительством РФ решено было начать реализацию этой задачи с создания Концепции по стандартизации нефтегазового комплекса на период до 2020 года, логичным продолжением которой стала Программа по стандартизации НГК на период до 2020 года. Программа создавалась на протяжении полугода, далее представлены алгоритм и основные принципы создания этого важного документа [3].

В первую очередь было необходимо решить вопрос о принципах систематизации документов, составляющих Программу, при этом первым условием стало соответствие техническим требованиям заказчика, предполагающим формирование предложений в части:

Стандартов, которые необходимо разработать в целях реализации принятых и подлежащих разработке технических регламентов Таможенного союза;

Стандартов, которые необходимо разработать в целях повышения уровня модернизации и конкурентоспособности организаций российского нефтегазового комплекса;

Межгосударственных стандартов, которые необходимо разработать в целях исполнения соглашений в рамках Таможенного союза;

Стандартов, подлежащих актуализации в целях приведения в соответствие с положениями законодательства Российской Федерации и повышения конкурентоспособности продукции нефтегазового комплекса;

Межгосударственных стандартов, которые необходимо актуализировать в целях исполнения соглашений в рамках Таможенного союза;

Стандартов, подлежащих отмене в целях снижения неоправданных технических барьеров;

Международных стандартов, подлежащих переводу и принятию в рамках Российской Федерации в целях интеграции российского нефтегазового комплекса в мировую экономику.

РАЗДЕЛ ПРОГРАММЫ	ЧИСЛО СТАНДАРТОВ	
	ОБЩЕЕ (В ТОМ ЧИСЛЕ НИР)	НИР
Актуализация имеющихся стандартов	518	203
Разработка новых документов	837	38
Всего	1355	241 (17,8 %)
Отмена имеющихся документов	178	37
Перевод международных стандартов	172	128

I_Сводная таблица
на результатов
создания
Программы

ПРОГРАММА УЖЕ СТАЛА ОСНОВОЙ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ КООРДИНАЦИИ
МЕЖДУ УЧАСТНИКАМИ ЕЕ РЕАЛИЗАЦИИ.

В то же время была выявлена целесообразность распределения документов в каждом из указанных заказчиком разделов по предметным областям и объектам стандартизации, представляющим собой различные сферы и сегменты нефтегазового комплекса.

ПЕРЕЧЕНЬ РАЗДЕЛОВ ПРОГРАММЫ:

- 1 Разработка месторождений углеводородного сырья.
- 2 Транспортировка и хранение углеводородного сырья.
- 3 Переработка углеводородного сырья (в том числе нефтегазохимия).
- 4 Транспортировка и хранение продуктов переработки углеводородного сырья.
- 5 Реализация продуктов переработки углеводородного сырья.
- 6 Определения качественных и количественных показателей углеводородов и продуктов их переработки.
- 7 Документы, регулирующие деятельность организаций нефтегазового комплекса.

В результате каждая заявленная часть Программы включает группы стандартов, область применения которых относится исключительно или к разработке месторождений, или к транспортировке углеводородов, или их к переработке, или к измерению количественных и качественных характеристик и т. д.

Кроме того, проведенный предварительный поиск документов не только был направлен на определение сферы действия стандартов, но и включал установление взаимосвязи между международными, межгосударственными и национальными (государственными) стандартами стран Таможенного союза, распространяющимися на идентичные или схожие аспекты стандартизации.

Следует подчеркнуть, что подобная предварительная классификация документов, определяющая форму и структуру Программы, позволила проводить параллельную обработку данных и применять в каждом случае отдельный алгоритм их анализа.

Чрезвычайно важно отметить информационные источники, взятые за основу при разработке Программы развития стандартизации в нефтегазовом комплексе до 2020 года, первоочередными к рассмотрению из которых стали перечни нормативных документов, сформированные и предложенные специалистами ведущих отечественных нефтегазовых компаний, членами профильных технических комитетов по стандартизации, а также представителями соответствующих органов власти.

Однако не менее значимую долю в формирование содержания Программы внес мониторинг официальных интернет-ресурсов по стандартизации на международном, региональном и национальном уровнях. Поиск стандартов, проводимый в дополнение к предоставленным заинтересованными лицами сведениям, дал возможность получить наиболее детальную информацию о текущем состоянии дел в нефтегазовой стандартизации как в рамках Таможенного союза, так и за рубежом. Впоследствии результаты, достигнутые в ходе формирования Программы, подтвердили действенность подобного независимого мониторинга.

В целях упорядочения данных вышеуказанный поиск осуществлялся по установленным кодам Общероссийского классификатора стандартов, идентичного международной классификации ICS, что также обеспечило эффективное соотнесение аналогичных международных, межгосударственных и национальных (государственных) стандартов друг с другом.

Обработка результатов поиска стандартов была основана на предложенном в работе алгоритме классификации документов по следующим основным признакам:

Наличие ссылки на рассматриваемый стандарт в технических регламентах таможенного союза;

Форма гармонизации межгосударственных, национальных (государственных) стандартов гост р, ст рк, стб с международными стандартами iso или иными зарубежными документами;

Степень актуализации анализируемого стандарта, т. е. Эквивалентность его требований положениям действующей редакции документа, послужившего основой;

Наличие или отсутствие действия межгосударственного стандарта на всей территории таможенного союза, исходя из стран, присоединившихся к данному госту;

Распространение области применения стандартов на нефть, газ и нефтепродукты в соответствии с соглашениями таможенного союза о формировании единого энергетического рынка;

Соответствие области стандартизации стратегическим направлениям развития нефтегазового комплекса России (в отношении перевода международных стандартов на национальный уровень);

Соответствие критериям отмены стандартов гост и гост р, указанным в соответствующих основополагающих документах межгосударственной и национальной систем стандартизации и т. д.

Исходя из изложенного, в работе были даны научно обоснованные предложения по разработке, актуализации и отмене стандартов различных уровней, которые совместно с рекомендациями заинтересованных лиц, представляющих отечественную нефтегазовую промышленность, сформировали проект Программы.

В числовом выражении содержание Программы можно представить таблицей.

Как видно из таблицы, объемы обработанной и полученной информации велики, в нее входит около 1500 стандартов. Таким образом, перед системой стандартизации стоит задача мониторинга выполнения каждого из пунктов Программы. Для реализации поставленной задачи необходимо создать информационную систему, позволяющую не только отслеживать выполнение программы по стандартизации, но и вносить изменения и предложения в саму Программу.

На первом этапе работы создана система каталогизации стандартов, которая в дальнейшем будет развита в систему мониторинга выполнения Программы по стандартизации.

Предполагается, что система будет иметь следующие особенности:

В первую очередь, это каталог имеющихся стандартов и документов в области стандартизации нефтегазового комплекса, строго разделенных по категориям с удобным поиском и фильтрами;

В данную систему также будут включаться все программы по стандартизации (профильных технических комитетов, министерств рф, федерального органа по стандартизации и т. д.);

Администрирование системы будет осуществляться экспертами в области стандартизации на базе министерства;

На базе этой платформы будет осуществляться работа технических комитетов росстандарта (уведомления о разработке стандартов, публичное обсуждение и сбор замечаний, уведомления о принятии и отмене стандартов), что позволит избежать дублирований разными комитетами одной и той же тематики для разработки стандарта, а также разграничить области влияния технических комитетов;

Всем заинтересованным лицам будет предоставляться доступ к полной информации системы после регистрации, что позволит им размещать свои предложения по разработке стандартов, участвовать в обсуждении проектов стандартов и голосованиях;

Также система позволит отслеживать сроки актуализации действующих стандартов, оповещая администратора о приближении срока пересмотра.

ТАКИМ ОБРАЗОМ, ПРОГРАММА И СИСТЕМА ЕЕ МОНИТОРИНГА ДОЛЖНЫ СТАТЬ ВЕКТОРОМ ДЛЯ РАЗВИТИЯ СТАНДАРТИЗАЦИИ НА ПРОТЯЖЕНИИ ПОСЛЕДУЮЩИХ 5 ЛЕТ. РАЗРАБОТАННАЯ ПРОГРАММА УЖЕ СТАЛА ОСНОВОЙ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ КООРДИНАЦИИ МЕЖДУ УЧАСТНИКАМИ ЕЕ РЕАЛИЗАЦИИ И ДЛЯ СОГЛАСОВАННОСТИ МЕЖДУ ПРИОРИТЕТНЫМИ НАПРАВЛЕНИЯМИ СТАНДАРТИЗАЦИИ И СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кершенбаум В.Я., Белозерцева Л.Ю. Проблемы импортозамещения нефтегазового оборудования // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2014. – № 5. – С. 4–6.
2. Кершенбаум В.Я. Стандартизация и конкурентоспособность нефтегазового оборудования // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2014. – № 1. – С.4–6.
3. Кершенбаум В.Я., Аванесов В.С., Гусева Т.А., Белозерцева Л.Ю. Концепция и программа развития стандартизации в нефтегазовом комплексе до 2020 года // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 1. – С. 10–13.

REFERENCES

1. Kershenbaum V.Ya., Belozertseva L.Yu. Problemy importozameshcheniya neftegazovogo oborudovaniya [Challenges of import substitution of oil and gas equipment]. *Oborudovaniye i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*, 2014, no. 5, pp. 4–6.
2. Kershenbaum, V.Ya. Standartizatsiya i konkurentosposobnost' neftegazovogo oborudovaniya [Standardization and competitiveness of oil and gas equipment]. *Oborudovaniye i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*, 2014, no. 1, pp. 4–6.
3. Kershenbaum V.Ya., Avanesov V.S., Guseva T.A., Belozertseva L.Yu. Kontseptsiya i programma razvitiya standartizatsii v neftegazovom komplekse do 2020 goda. The concept and the program for the development of standardization in the oil and gas complex until 2020]. *Upravleniye kachestvom v neftegazovom komplekse*, 2015, no. 1, pp. 10–13.

УДК 338.24

КАК В РОССИИ, ТАК И В ЕВРОПЕЙСКОМ СОЮЗЕ ДОСТУП К МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ (МГ) ДОЛЖЕН ОСУЩЕСТВЛЯТЬСЯ НА ОСНОВЕ ПРИНЦИПА НЕДИСКРИМИНАЦИИ. В СТАТЬЕ АНАЛИЗИРУЮТСЯ РАЗЛИЧИЯ В СЛОЖИВШЕЙСЯ ПРАКТИКЕ БРОНИРОВАНИЯ МОЩНОСТЕЙ В ЕВРОПЕЙСКИХ СТРАНАХ, А ТАКЖЕ ОПИСЫВАЮТСЯ НОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ МЕХАНИЗМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МОЩНОСТЕЙ НА ОСНОВЕ АУКЦИОНОВ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ НЕДИСКРИМИНАЦИОННЫЙ ДОСТУП К МГ В ЕС, ВВЕДЕННЫЕ В ДЕЙСТВИЕ С 1 НОЯБРЯ 2015 Г. СЕТЕВЫМ КОДЕКСОМ ПО РАСПРЕДЕЛЕНИЮ МОЩНОСТЕЙ. ПО МНЕНИЮ АВТОРОВ, В РОССИИ ЦЕЛЕСООБРАЗНО РАССМОТРЕТЬ ВОПРОСЫ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ УСЛУГ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ ГАЗА НА ОСНОВЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МОЩНОСТЕЙ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ, А ТАКЖЕ НАЧАТЬ РАЗРАБОТКУ НОРМАТИВНОГО ДОКУМЕНТА, АНАЛОГИЧНОГО СЕТЕВЫМ КОДЕКСАМ ЕС.

ПОДХОДЫ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ НЕДИСКРИМИНАЦИОННОГО ДОСТУПА К МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ В ЕВРОПЕЙСКОМ СОЮЗЕ И РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ТАКОЙ ЮРИДИЧЕСКИ ОБЯЗАТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКСНЫЙ ДОКУМЕНТ МОГ БЫ УСТАНОВИТЬ ОБЩИЙ ПОНЯТНЫЙ И ПРОЗРАЧНЫЙ ПОРЯДОК БРОНИРОВАНИЯ МОЩНОСТЕЙ НА РАЗЛИЧНЫЕ СРОКИ, ВВОДИЛ БЫ МЕХАНИЗМЫ УПРАВЛЕНИЯ ДЕФИЦИТОМ МОЩНОСТИ НА ВХОДЕ И ВЫХОДЕ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ, А ТАКЖЕ УРЕГУЛИРОВАЛ БЫ ДРУГИЕ ВАЖНЫЕ, С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ УЧАСТНИКОВ РЫНКА, ВОПРОСЫ ДОСТУПА И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТАРИФОВ

И. А. ДОЛМАТОВ
И. В. МАСКАЕВ
-
Институт проблем
ценообразования
и регулирования есте-
ственных монополий
НИУ ВШЭ,
РФ, Москва
maskaev@hse.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
бронирование мощности,
тарифы, имплицитные
методы распределения
мощности, временной аукцион
с возрастающей ценой, аукцион
с единой ценой

ECONOMICS, ORGANIZA-
TION, MANAGEMENT
EXISTING APPROACHES TO
SECURING NON-DISCRIMI-
NATORY ASSESS TO MAJOR
GAS PIPELINES IN EU AND
RUSSIA

DOLMATOV I.A.
MASKAYEV I.V.
-
Institute of problems
of pricing and regulation
of natural monopolies
NRU HSE, RF, Moscow
maskaev@hse.ru

Both in Russia and the European Union, the non-discriminatory principle is set to dominate the gas pipeline access rules. This paper analyses existing differences in capacity booking practices across Europe and describes new compulsory capacity mechanisms based on auctions which secure equal pipeline access across EU in accordance with Capacity Allocation Network Code entered into effect on 1 November 2015. According to authors, it would be viable for Russia to address the issues concerning gas transmission services based on pipeline capacity allocation and to embark on drafting legal documents largely similar to those approved earlier for EU. Such legally binding solution could likely introduce a common transparent pipeline capacity booking mechanism, addressing different time periods, which would enable gas shortage management rules for system inlets/outlets and effectively regulate other key access and tariff issues believed critical to market players.

KEYWORDS:
pipeline capacity, booking,
securing, commitments,
implicit methods, capacity
allocation, auction types.

Добываемый природный газ поступает в МГ для транспортировки к месту назначения. Магистральный газопровод – основное средство передачи газа на значительные расстояния. В соответствии с российским законодательством транспортировка газа по МГ признается деятельностью, осуществляемой в условиях естественной монополии, и подлежит регулированию.

Большая часть объемов транспортировки по магистральным газопроводам приходится на газопроводы, которые входят в Единую систему газоснабжения (ЕСГ) России и принадлежат ПАО «Газпром». В свою очередь, являясь собственником системы газоснабжения, компания активно использует газотранспортную систему для транспортировки собственного газа.

По информации ПАО «Газпром», ЕСГ загружена практически полностью [1]. Компания удовлетворяет заявки независимых производителей на доступ:

При наличии свободных мощностей на предполагаемый период поставки газа;

При соответствии качества газа стандартам и техническим условиям;

При наличии у поставщиков подводящих газопроводов и газопроводов-отводов к покупателям с пунктами учета и контроля качества газа..

Требования к качеству газа, подлежащего транспортировке, условия доступа к магистральным газотранспортным сетям определены законодательством. Для обеспечения недискриминационного доступа к газотранспортной системе компания «Газпром» разработала и применяет на практике Положение о порядке подготовки и выдачи разрешений на доступ независимых организаций к газотранспортной системе ОАО «Газпром». В 2014 г. Газпром предоставил услуги по транспортировке газа 24 независимым компаниям, объем транспортировки газа которых в 2014 г. вырос по сравнению с 2013 г. и составил 121,1 млрд м³ против 111,4 млрд м³ (Годовой отчет ОАО «Газпром» за 2014 год).

Вместе с тем недостаточная прозрачность и сомнения по поводу недискриминационного доступа продолжают высказываться как в экспертном сообществе, так и при рассмотрении споров в государственных органах и судах, что не способствует укреплению деловой репутации ПАО «Газпром». Проблема усугубляется еще и тем, что деятельность по организации услуг транспортировки в условиях «замороженных» тарифов вкупе с необходимостью выполнения ряда социальных функций начинает ложиться довольно тяжелым бременем на компанию: валовой убыток от такой деятельности в 2014 г., по данным годовой бухгалтерской отчетности компании, составил

1,35 млрд руб. (Финансовый отчет ОАО «Газпром» за 2014 год).

В Европейском союзе также уделяется большое внимание проблеме обеспечения недискриминационного доступа. Недискриминационные и прозрачные механизмы и процедуры доступа к МГ являются важнейшим фактором эффективного функционирования газового рынка, гарантией обеспечения законных прав и интересов участников рынка, в особенности новых.

В настоящее время на территории ЕС реализуется и разрабатывается широкомасштабная система мер, направленная на устранение препятствий для равноправных условий в сфере транспортировки и продажи газа.

Создание единого рынка природного газа немыслимо без гармонизации норм, регулирующих доступ к газотранспортной системе, именно поэтому довольно большое внимание этой проблеме уделяется на новом этапе реформирования, запущенном Третьим энергетическим пакетом. В рамках созданной европейской сети операторов газотранспортных систем (ENTSO-G) активно разрабатываются правила доступа и пользования газотранспортной сетью, направленные на решение вопросов, связанных с безопасностью и надежностью сетей; правилами доступа третьих сторон; порядком обмена информа-

РАЗЛИЧАЮТСЯ И СРОКИ БРОНИРОВАНИЯ МОЩНОСТИ, КОТОРЫЕ ПОЧТИ ВО ВСЕХ СТРАНАХ – ЧЛЕНАХ ЕС БРОНИРУЮТСЯ НА ГОД ВПЕРЕД, НА МЕСЯЦ, НА ДЕНЬ, В БОЛЬШИНСТВЕ СТРАН МОЖНО ЗАРЕЗЕРВИРОВАТЬ МОЩНОСТИ НА КВАРТАЛ. В НЕКОТОРЫХ СТРАНАХ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ БРОНИРОВАНИЯ МОЩНОСТИ МОЖЕТ ПРЕВЫШАТЬ ДЕСЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД

цией и решения споров; нормами операционной совместимости; порядком предоставления мощностей и управления ими в условиях дефицита; определением критериев прозрачности и др.

Результатом совместной работы регуляторов, операторов и пользователей стал Сетевой кодекс о механизмах по распределению мощности в магистральных газотранспортных системах, принятый в форме Регламента ЕС № 984/2013 от 14 октября 2013 г. [2].

Регламент ЕС № 715/2009 устанавливает требование недискриминационного доступа к магистральным газопроводам в ЕС и распространяется на все технически возможные и прерываемые мощности МГ, а также на дополнительные мощности [3].

Реализация требований Регламента в ЕС будет осуществляется в условиях довольно значительной разницы как формальных оснований доступа, так и типов предлагаемых мощностей и сроков, на которые можно зарезервировать мощность, а также механизмов их распределения и управления дефицитом. Так, доступ к услугам по транспортировке газа в некоторых странах возможен лишь при наличии лицензии (например, во Франции, прибалтийских странах, Болгарии), а в других странах достаточно лишь контракта с газотранспортной компанией (например, в Бельгии, Дании, Нидерландах).

Регуляторы и газотранспортные компании используют различные классификации типов мощностей, соответственно, для регулирования и создания продуктов. Например, кроме используемых практически повсеместно гарантированных (непрерываемых) и прерываемых мощностей в Бельгии также специально определено понятие реверсных мощностей, в Австрии и Германии – динамически распределяемых мощностей (DKZ), т. е. мощностей, которые за пределами определенного пункта предоставляются только на прерываемой основе.

Ограничения на свободный выбор пунктов «входа и выхода» существуют в Бельгии, Испании и Германии.

Различаются и сроки бронирования мощности, которые почти во всех странах – членах ЕС бронируются на год вперед, на месяц, на день, в большинстве стран можно зарезервировать мощности на квартал. В некоторых странах продолжительность бронирования мощности может превышать десятилетний период. Во Франции, Польше и Швеции предлагаются сезонные мощности, и только в Великобритании и Германии – на часовой или суточной основе. В трех странах – членах ЕС (Болгария, Эстония и Латвия) пользователи могут забронировать только гарантированные мощности и только сроком на год [4].

Разные страны ЕС отдают предпочтение различным механизмам распределения мощностей.



РАЗНЫЕ СТРАНЫ ЕС ОТДАЮТ ПРЕДПОЧТЕНИЕ РАЗЛИЧНЫМ МЕХАНИЗМАМ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МОЩНОСТЕЙ. В КАЧЕСТВЕ МЕХАНИЗМА УПРАВЛЕНИЯ ДЕФИЦИТОМ МОЩНОСТИ АУКЦИОНЫ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ В ГЕРМАНИИ, ЧЕШСКОЙ РЕСПУБЛИКЕ, В ПОРТУГАЛИИ, ШВЕЙЦАРИИ И ВЕЛИКОБРИТАНИИ

Во Франции распределение существующих мощностей производится на основе «первый пришел – первый забронировал». Для новых мощностей используется механизм открытой подписки. Французская газотранспортная компания TIGF использует подписку в рамках открытого периода даже на существующие мощности.

Каждому поставщику газа конечным пользователям, зарегистрированному на платформе Transport Distribution Interface Point (PITD), автоматически бронируется мощность в магистральном газопроводе в объеме уже забронированной мощности в распределительных сетях.

В случае дефицита существующие мощности распределяются на пропорциональной основе в газотранспортной системе компании GTRgaz и на основе «первый пришел – первый забронировал» в системе компании TIGF.

В Италии существующие мощности распределяются на основе механизма открытой подписки. В случае дефицита существующие мощности распределяются на пропорциональной основе. Причем бронирование долгосрочных мощностей осуществляется в приоритетном порядке.

В качестве механизма управления дефицитом мощности аукционы используются в Германии, Чешской Республике, в Португалии, Швейцарии и Великобритании. Избыточная выручка от аукционов, получаемая оператором, может использоваться для снижения размера тарифа на транспортировку в следующем периоде регулирования (как, например, в Чешской Республике и Португалии) или для решения проблемы дефицита путем инвестирования в объекты инфраструктуры.

В большинстве стран ЕС наиболее привычными механизмами предоставления мощностей и управления дефицитом до последнего времени были периоды открытой подписки, предоставление мощности

по принципу «первый пришел – первый забронировал», «первый заявил – первый забронировал». Широко используются комбинации этих механизмов и различные модификации.

Так, в Бельгии на внутреннем рынке не существует открытой системы распределения выходных мощностей. Компания Fluxus ежемесячно распределяет расчетные пиковые мощности между газораспределительными компаниями на основе их доли в поставках конечным потребителям с учетом их профилей. За распределение компания не взимает никакой платы. Невостребованные мощности компания реализует на организуемых ею аукционах.



ВРЕМЕННОЙ АУКЦИОН С ВОЗРАСТАЮЩЕЙ ЦЕНОЙ (ASCENDING CLOCK AUCTION) – ЭТО АУКЦИОН, В КОТОРОМ ПОЛЬЗОВАТЕЛЬ УСЛУГ ЗАЯВЛЯЕТ ОПРЕДЕЛЕННЫЙ ОБЪЕМ МОЩНОСТИ ПРОТИВ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНО ОБЪЯВЛЯЕМЫХ С ОПРЕДЕЛЕННЫМ ШАГОМ ЦЕН

В Великобритании бронирование осуществляется в основном посредством аукционов. Небольшая доля бронирования осуществляется на основе «первый пришел – первый забронировал».

Поставщик газа может обратиться с заявкой на предоставление ему свободной существующей входной мощности, а также на бронирование дополнительной мощности. В последнем случае поставщику необходимо заявить о требованиях к дополнительной или новой мощности. Лицо, подавшее заявку, может профинансировать технико-экономическое обоснование, принять долевое участие в создании дополнительных и новых мощностей, а также войти в Соглашение об авансовом бронировании мощности (Advanced Reservation of Capacity Agreement, ARCA). Такое соглашение позволяет заявителю с помощью гарантированных финансовых обязательств продемонстрировать серьезность своих намерений в отношении бронирования мощности на ранней стадии ее строительства.

Теперь Сетевой кодекс предусматривает применение аукционов в качестве основных механизмов распределения мощности в ЕС, хотя и допускается, что регулятор может не применять их в случае использования так называемых имплицитных методов распределения (implicit allocation method), т. е. в том случае, если мощность бронируется одновременно с приобретением (возможно, на торгах) соответствующего объема газа.



В Евросоюзе при распределении мощности газопровода предусмотрено использование двух видов аукционов: временного аукциона с возрастающей ценой и аукциона с единой ценой.

Временной аукцион с возрастающей ценой (Ascending Clock auction) – это аукцион, в котором пользователь услуг заявляет определенный объем мощности против последовательно объявляемых с определенным шагом цен.

Первый раунд торгов начинается с резервной цены и продолжается три часа. Резервная цена представляет собой тариф, рассчитанный по методологии, используемой национальным регулятором.

Продолжительность каждого последующего раунда составляет один час. Кроме того, между раундами предусматривается перерыв в торгах продолжительностью один час. Участник торгов обязательно должен разместить заявку в первом раунде торгов, в которой указывает пункты и направление транспортировки и объем мощности, которую он желает забронировать на данном ценовом шаге.

Организаторы торгов должны обеспечить возможность подавать заявки автоматически против любого ценового уровня.

Всем пользователям, разместившим действительные заявки на бронирование мощности по окончательной цене



аукциона (клиринговой цене), гарантируются соответствующие объемы транспортировки по газопроводу после оплаты клиринговой цены, которая может быть фиксированной (и представлять собой тариф на дату проведения аукциона, увеличенный на премию аукциона) либо плавающей (тариф на время пользования мощностью и премия аукциона).

Аукцион с единой ценой (Uniform-price auction) – это аукцион, в котором пользователь газопроводной системы в единственном раунде делает предложение в отношении цены и объема мощности, и для всех пользователей, чьи предложения были удовлетворены, устанавливается наименьшая цена из удовлетворенных заявок.

В ходе торгов пользователи могут представить до 10 заявок. Каждая заявка будет рассматриваться независимо от других. После закрытия торгов они не могут быть изменены или отозваны. В заявке среди прочего указываются: требуемый объем мощности; минимальный объем, который пользователь газопровода готов забронировать в случае, если оператор не может удовлетворить его заявку в полном объеме; а также цена, которую он готов заплатить и которая не должна быть меньше резервной цены.

Оператор ранжирует заявки по цене в убывающем порядке. Клиринговой ценой считается цена последней удовлетворенной заявки в случае, если совокупный объем заявок превышает выставленный на торги

объем мощности. Во всех других случаях клиринговой ценой признается резервная цена.

Пользователи газопроводной системы должны иметь доступ к максимальному объему технически возможной мощности с учетом обеспечения целостности системы, ее безопасности и эффективности функционирования.

На аукционах распределяются как непрерываемые, так и прерываемые мощности. На торгах мощности на более длительный период торгуются первыми, при торговле прерываемыми и непрерываемыми мощностями на одинаковый срок первыми торги проводятся по непрерываемым мощностям.

В СЕТЕВОМ КОДЕКСЕ СОДЕРЖИТСЯ ТРЕБОВАНИЕ О ВЫДЕЛЕНИИ НЕ МЕНЕЕ

10%

ВНОВЬ ВВОДИМОЙ МОЩНОСТИ В КАЖДОМ ПУНКТЕ ГАЗОПРОВОДА

ВАЖНЫМ ЭЛЕМЕНТОМ СИСТЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОЗРАЧНОГО И НЕДИСКРИМИНАЦИОННОГО ДОСТУПА К МГ ЯВЛЯЕТСЯ ТРЕБОВАНИЕ СОЗДАНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРОННЫХ ПЛАТФОРМ БРОНИРОВАНИЯ



В Сетевом кодексе содержится требование о выделении не менее 10 % вновь вводимой мощности в каждом пункте газопровода. Этот объем должен быть предложен на аукционе не ранее срока проведения ежегодного аукциона на годовую мощность в году, предшествующем году, в котором начинается использование мощности.

Операторы газотранспортных систем должны предлагать пользователям бронирование непрерываемой мощности на год (несколько лет), квартал, месяц, день и в течение суток. Годовые объемы мощности выставляются на ежегодных аукционах. На аукционах не могут выставляться мощности более чем на 15 лет вперед. Мощности на квартал также бронируются на ежегодных аукционах. Мощности на сле-

дующий месяц предлагаются на регулярных аукционах, которые проводятся один раз в месяц, а регулярные аукционы на следующие сутки – один раз в день.

Результаты аукциона должны быть опубликованы в кратчайшие сроки (не позднее чем на следующий рабочий день после проведения ежегодных аукционов и аукционов для бронирования мощности на месяц и не позднее чем через 30 мин после завершения раунда аукционов при бронировании мощности «на сутки вперед» и «в течение суток»). Результаты должны быть сообщены одновременно всем участникам аукциона. Также для других участников рынка должна быть опубликована сводная информация о результатах.

Операторы смежных газопроводных систем должны совместно предлагать непрерываемую мощность. Операторы должны предлагать мощности на прерываемой основе в обоих направлениях в пунктах, где непрерываемая мощность была выставлена на торги и была реализована на аукционах на сутки вперед.

Прерываемые мощности также реализуются на аукционах, за исключением прерываемой мощности в течение суток, которая бронируется с помощью процедуры дополнительной заявки (over-nomination). Такая процедура предусматривает право пользователей магистрального газопровода при выполнении определенных минимальных требований заявлять объемы в течение дня сверх объемов, закрепленных в контрактах.

Важным элементом системы обеспечения прозрачного и недискриминационного доступа к МГ является требование создания и использования электронных платформ бронирования.

В соответствии с требованиями Сетевого кодекса операторы должны предоставлять бронирование мощности через электронные платформы (площадки). Их количество должно быть минимальным. На таких платформах должны предоставляться услуги по совместному бронированию. Создание одной или минимального числа совместных платформ бронирования, по мнению европейских экспертов и законодателей, должно облегчить и упростить бронирование мощности в ЕС.

Мощности на одном пункте МГ могут быть предложены только на одной платформе. На платформах также должна быть предусмотрена возможность вторичной торговли мощностями. Участники торгов вторичными мощностями должны соответствовать требованиям, которые предъявляются к сторонам, участвующим в резервировании мощности и ее использовании для транспортировки газа по магистральным газопроводам.

Большая часть положений Сетевого кодекса вступает в силу на территории ЕС с 1 ноября 2015 г. В течение 2016 г. европейский энергетический регулятор ACER будет осуществлять мониторинг выполнения новых требований.

Введение аукционов в качестве единственного механизма выделения мощностей в ЕС – примечательный факт, поскольку весьма очевидно, что он не является самым используемым механизмом выделения мощностей сегодня. Как показано выше, лишь в некоторых странах имеется практический опыт их использования для распределения мощности.

Кроме того, в ЕС обсуждается необходимость гармонизации контрактов на транспортировку в контексте недискриминационного доступа к сетям системных операторов, правда, с оговорками, что это не означает того, что условия и положения контрактов на транспортировку конкретного системного оператора в одной из стран – членов ЕС должны быть идентичными условиям и положениям контрактов на транспортировку другого системного оператора в той же или какой-либо другой стране – члене ЕС. Речь лишь идет об установлении минимальных требований, которые должны соблюдаться во всех контрактах.

Новая редакция Энергетической стратегии России до 2035 года, разработанная Минэнерго России, предусматривает задачу модернизации и расширения ЕСГ [5], так как уровень выработки ресурса производственного использования магистральных газопроводов составляет более 46 % (Справочник «Газпром в цифрах», 2015 г.).

Для обеспечения эффективной транспортировки газа потребу-

ются не только значительные инвестиции, но и более совершенные механизмы государственного регулирования, включая прозрачную и единую для всех участников процедуру доступа к газотранспортным мощностям, методику тарифообразования на услуги по транспортировке газа на основе предоставления мощностей газотранспортной системы и эффективный механизм контроля затрат, относимых на тариф. В настоящее время расчеты тарифов на услуги по транспортировке газа для регулируемых организаций ведутся на основе объемов транспортировки газа (или объемов и товаро-транспортной работы), а не мощности, что не способствует развитию эффективного рынка газа на территории России.

Опыт реформирования газового рынка в ЕС, и в частности подходы к недискриминационному распределению дефицитных мощностей на основе аукционов, несомненно, представляют интерес, так как позволяют повысить эффективность деятельности оператора, получить дополнительные источники средств для инвестиций без непо-

сильного увеличения цены газа для потребителей. К сожалению, последние законодательные новеллы, призванные усовершенствовать правила недискриминационного доступа к МГ, оставляют массу неурегулированных вопросов. Сегодня целесообразно было бы рассмотреть возможность предоставления услуг по транспортировке газа на основе распределения мощностей газотранспортной системы, а также начать разработку в нашей стране комплексного нормативного документа, аналогичного Сетевым кодексам ЕС. Такой юридически обязательный документ мог бы установить порядок бронирования мощностей на различные сроки, ввел механизмы управления дефицитом мощности на входе и выходе газотранспортной системы, а также урегулировал другие важные, с точки зрения участников рынка, вопросы доступа и расчета тарифов, что, в свою очередь, способствовало бы предоставлению услуг по транспортировке газа на недискриминационной основе и обеспечивало бы развитие эффективной, надежной и современной российской газотранспортной системы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. О доступе независимых производителей газа к газотранспортной системе. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/transportation/system-access> (Дата обращения: 06.10.2015 г.)
2. Commission Regulation (EU) No 984/2013 of 14 October 2013 // Official Journal of the European Union. – 2013. – № L 273/5. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32013R0984> (Дата обращения: 12.10.2015 г.)
3. Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 // Official Journal of the European Union. – 2013. – № L211/36. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32009R0715> (Дата обращения: 12.10.2015 г.)
4. Study on Entry-Exit Regimes in Gas / Part A: Implementation of Entry-Exit Systems // DNV KEMA Energy & Sustainability. – Groningen, The Netherlands. – 2013. – 102 p. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/201307-entry-exit-regimes-in-gas-parta.pdf> (Дата обращения: 14.10.2015 г.)
5. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: <http://www.minenergo.gov.ru/aboutminen/energostrategy> (Дата обращения: 14.10.2015 г.)

REFERENCES

1. O dostupe nezavisimykkh proizvoditeley gaza k gazotransportnoy sisteme [The access of independent gas producers to the gas transmission system]. Available at: <http://www.gazprom.ru/about/production/transportation/system-access/>
2. Commission Regulation (EU) No 984/2013 of 14 October 2013. Available at: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32013R0984> (accessed: 12.10.2015)
3. Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009. Available at: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32009R0715> (accessed 12.10.2015)
4. Study on Entry-Exit Regimes in Gas. Part A: Implementation of Entry-Exit Systems. Available at: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/201307-entry-exit-regimes-in-gas-parta.pdf> (accessed 14.10.2015)
5. The Energy Strategy of Russia for the period until 2035 [The Energy Strategy of Russia for the period until 2035]. Available at: <http://www.minenergo.gov.ru/aboutminen/energostrategy/> (accessed 14.10.2015).



УДК 33:665.73.753

В СТАТЬЕ ИЗУЧЕНА УМОЗРИТЕЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ЗАВОДА ПО КОНВЕРСИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ЖИДКОЕ МОТОРНОЕ ТОПЛИВО. В КАЧЕСТВЕ КОМПОНЕНТОВ ТАКОГО ЗАВОДА РАССМАТРИВАЮТСЯ СОЗДАВАЕМЫЕ СЕГОДНЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ СИНТЕЗ-ГАЗА И КОНВЕРСИИ СИНТЕЗ-ГАЗА В БЕНЗИН И МЕТАНОЛ. СУММАРНАЯ ГОДОВАЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ЗАВОДА ПО СЫРЬЕВОМУ ГАЗУ СОСТАВЛЯЕТ 50 МЛН МЗ. В КАЧЕСТВЕ СЫРЬЯ РАССМАТРИВАЕТСЯ ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ. ДИАПАЗОН ВЫХОДА ТОВАРНОГО ПРОДУКТА ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ ПРИ ПОСТОЯННОМ ОБЪЕМЕ СЫРЬЕВОГО ГАЗА ЕГО ПЛОТНОСТЬЮ И СОСТАВЛЯЕТ 27–33 ТЫС. Т БЕНЗИНА В ГОД.

КОНВЕРСИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ЖИДКОЕ МОТОРНОЕ ТОПЛИВО: ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СОВРЕМЕННОГО УРОВНЯ ТЕХНОЛОГИЙ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ КОНВЕРСИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ПОЗВОЛЯЕТ ДОБИТЬСЯ ПРИЕМЛЕМЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ. НЕВЗИРАЯ НА МАЛЫЕ МАСШТАБЫ ЗАВОДА. НАИБОЛЕЕ РЕНТАБЕЛЬНЫМ ОКАЗЫВАЕТСЯ СИНТЕЗ МЕТАНОЛА, ТОГДА КАК СИНТЕЗ БЕНЗИНА МОЖЕТ БЫТЬ ЭКОНОМИЧЕСКИ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНЫМ В ОСОБЫХ СЛУЧАЯХ. ПОЛУЧЕНИЕ СИНТЕТИЧЕСКОЙ НЕФТИ НЕ ПРЕДСТАВЛЯЕТ ИНТЕРЕСА ПРИ ПОДОБНЫХ МАСШТАБАХ

А.Г. КОМАРОВ,
С.А. КОВАЛЕНКО,
А.К. ЗАЙЦЕВ,
П.Н. ТКАЧЕНКО
-
ГК «Телекор»,
РФ, Москва
a.zaitsev_58@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
малогабаритные
заводы GTL, синтетические
топлива,
рентабельность про-
изводства, попутный
нефтяной газ, низкона-
порный газ

GAS-TO-LIQUIDS,
AUTOMOTIVE FUEL,
AND TECHNOLOGY
ECONOMICS

KOMAROV A.G.,
KOVALENKO S.A.,
ZAITSEV A.K.,
TKACHENKO P.N.
-
GK Telekor, RF,
Moscow
a.zaitsev_58@mail.ru

This study addresses a contemplative model for a gas-to-liquids plant targeting the automotive industry. Domestic technologies such as synthesis gas and its conversion into gasoline and methanol are considered as constituent parts of this process plant. The entire plant targets 50 million m3 of feedstock associated gas annual capacity, and it is set to yield 27,000–33,000 t gasoline annually assuming the preset input gas volume and density. The new conversion technologies for associated gas are expected to deliver adequate economic performance even for this small-capacity facility. Methanol syntheses appears the most profitable, although viable benefits are expected, in some cases, from gasoline synthesis as well. Given the limited scale of such process facility, synthetic oil production is unlikely to be profitable.

KEYWORDS:
GTL, downsizing,
synthetic fuels,
associated gas,
low-pressure gas,
conversion,
technology,
profitability,
economics



БОЛЬШАЯ ЧАСТЬ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА РАСПОЛОЖЕНА НЕ ТОЛЬКО НА ЗНАЧИТЕЛЬНОМ УДАЛЕНИИ ОТ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, НО И ВДАЛИ ОТ ВОЗМОЖНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБОПРОВОДНОЙ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

Российская Федерация располагает самыми большими в мире запасами природного газа. Большая часть отечественных запасов газа расположена не только на значительном удалении от потребителей, но и вдали от возможных элементов трубопроводной газотранспортной системы. Это справедливо по отношению не только к отечественным газовым месторождениям, но и к общемировой ситуации с потенциальными источниками природного газа. Освоение таких запасов – весьма тяжелая задача. Они слишком малы для строительства заводов по сжиганию газа и слишком удаленны (и также недостаточны по размерам) для строительства газопроводов. За рубежом для такого газа уже давно сложился термин «запертый газ» – stranded gas. В качестве наиболее перспективного способа освоения таких запасов углеводородных газов нефтегазовое сообщество рассматривает технологии химического превращения легких

углеводородных газов – метана и этана – в удобные для транспортировки жидкие продукты. Появление технологии, которая позволила бы безубыточно перерабатывать от 1500 м³ до 1 млн м³ углеводородных газов в сутки, могло бы обеспечить монетизацию 80 % запасов запертого газа и газа, сжигаемого на факелах. (Постановлением Правительства РФ от 8 января 2009 г. № 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» был установлен целевой показатель сжигания ПНГ на факельных установках на 2012 г. и последующие годы в размере не более 5 % от объема добытого попутного нефтяного газа.) Согласно данным доклада руководителя Росприроднадзора В.В. Кириллова в 2011 г. в России было добыто около 60,0 млрд м³ ПНГ, из которых сожжено 15,8 млрд м³, или 26 %.

80%

ЗАПАСОВ

ЗАПЕРТОГО ГАЗА
И ГАЗА, СЖИГАЕМОГО В ФАКЕЛАХ
МОЖЕТ БЫТЬ ОБЕСПЕЧЕНО
МОНЕТИЗАЦИЕЙ





Технологии получения жидких моторных топлив из газообразных углеводородов являются методом значительного повышения добавленной стоимости и эффективным методом обеспечения энергетической безопасности страны. Кроме этого широкое внедрение технологий конверсии газа в жидкости (КГЖ или GTL – gas-to-liquids) позволит решить две важные природоохранные задачи: во-первых, существенно снизить сжигание попутного нефтяного газа на промыслах путем его превращения в товарный продукт и, во-вторых, увеличить долю низкосернистого (в предельном случае – бессернистого) топлива на транспорте.

Все ведущие зарубежные вертикально-интегрированные нефтяные компании (ВИНК) располагают собственными разработками в области КГЖ и рассматривают этот вид технологий как стратегический вектор развития. Эти технологии основаны на так называемом синтезе Фишера – Тропша, открытом немецкими химиками в 1923 г.

Важным фактором, влияющим на экономические показатели заводов КГЖ, является соотношение цен природного газа и моторного топлива, складывающихся на рынках. Массовое внедрение технологий извлечения запасов сланцевого газа в США оказало значительное давление на цену природного газа.

Одновременно наблюдается постоянное усложнение технологий нефтедобычи и нефтепереработки, вызванное, с одной стороны, истощением легкодоступных месторождений нефти и вынужденным переходом к более сложным технологиям бурения и обустройства скважин, с другой – постоянным ужесточением

природоохранных и технологических требований не только к транспортному топливу – автомобильному бензину, автомобильному дизельному топливу, авиационному керосину и судовому дизельному топливу, – но и к топливу энергетических установок. Эти обстоятельства являются движущей силой поддержания цен на нефть и нефтепродукты. Разумеется, эти рынки подвержены колебаниям, однако общая тенденция не вызывает сомнений.

Упрощенная схема завода КГЖ изображена на рис. 1.

При расчетах капитальных затрат в состав цеха (участка) получения синтез-газа включается весь цех подготовки сырьевого газа – полный цикл десульфуризации, компрессорная, собственно генератор синтез-газа (автотермический риформер или парогазовый конвертор), система охлаждения синтез-газа и рекуперации тепла, электростанция, утилизирующая теплоту синтез-газа, установка тонкой очистки синтез-газа, компрессорная синтез-газа.

Усилия разработчиков прилагаются по всему спектру процессов и аппаратов, применяемых в технологиях КГЖ. Исследование авторов статьи предпринимается в связи с началом реализации проекта по масштабированию малогабаритных матричных генераторов синтез-газа, выполняемого по Федеральной целевой программе. Матричные генераторы

синтез-газа разработаны группой проф. В.С. Арутюнова в Институте химической физики им. Н.Н. Семенова РАН. Их масштабирование выполняется в Институте проблем химической физики РАН. Дальнейшее развитие этого проекта предполагает дооснащение установки получения синтез-газа реактором для конверсии синтез-газа в более высокомолекулярные углеводороды (автомобильный бензин) по одному из двух потенциально применимых отечественных процессов – процессу ЦЕОСИН новосибирской компании СТК «ЦЕОСИТ», прошедшему первое масштабирование (24 л высокооктанового автомобильного бензина в сутки) на полигоне ОАО «Газпром промгаз» в г. Каменске-Шахтинском, или процессу ИНХС, разработанному Институтом нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева и прошедшему первое масштабирование (20 л высокооктанового автомобиль-

ного бензина в сутки) на полигоне ОАО ЭЛИНП в г. Электрогорске. ГК «Телекор» выступает интегратором и индустриальным партнером этих инновационных процессов.

Выход товарного бензина по этим процессам принимается равным (в массовых долях) 60 %. Фактически он немного выше, но в исследовании будем опираться на консервативные оценки.

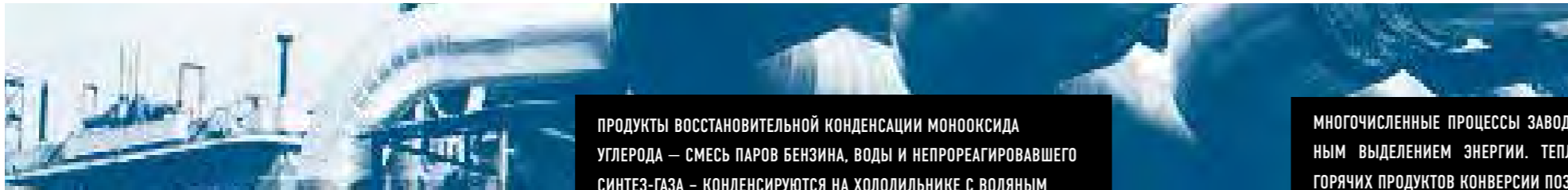
Исследованию экономики заводов КГЖ посвящается много публикаций. Системный подход к этой задаче был разработан Национальной лабораторией энергетических технологий (NETL) при Департаменте энергетики США в 1998 г. [1]. Подходы, разработанные в этом документе, были актуализированы в конце 2013 г. группой Э. Шустера [2]. В своем исследовании воспользуемся этими же подходами.

ОБЪЕМ ПЕРЕРАБАТЫВАЕМОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА ПРИНЯТ РАВНЫМ

50 МЛН М³/ГОД

ЭТО ЗНАЧЕНИЕ ЯВЛЯЕТСЯ ТИПИЧНЫМ ДЛЯ ЦЕНТРАЛЬНЫХ ПУНКТОВ СБОРА НЕФТИ СРЕДНИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ





ПРОДУКТЫ ВОССТАНОВИТЕЛЬНОЙ КОНДЕНСАЦИИ МОНООКСИДА УГЛЕРОДА — СМЕСЬ ПАРОВ БЕНЗИНА, ВОДЫ И НЕПРОРЕАГИРОВАВШЕГО СИНТЕЗ-ГАЗА — КОНДЕНСИРУЮТСЯ НА ХОЛОДИЛЬНИКЕ С ВОДЯНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ



МНОГОЧИСЛЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ ЗАВОДА КГЖ СОПРОВОЖДАЮТСЯ ЗНАЧИТЕЛЬНЫМ ВЫДЕЛЕНИЕМ ЭНЕРГИИ. ТЕПЛОСЪЕМ С РЕАКТОРОВ И ОХЛАЖДЕНИЕ ГОРЯЧИХ ПРОДУКТОВ КОНВЕРСИИ ПОЗВОЛЯЮТ ГЕНЕРИРОВАТЬ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ КОЛИЧЕСТВА ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КАЧЕСТВА

РАБОТА НА РЕЗУЛЬТАТ

В исследовании оцениваем капитальные затраты на строительство завода по конверсии углеводородных газов (в первую очередь – природного газа) в жидкое моторное топливо, соответствующего передовым достижениям техники, эксплуатационные затраты и выручку в сегодняшних ценах и операционные затраты при его эксплуатации.

Там, где было возможно, авторы статьи получали коммерческие предложения поставщиков оборудования. Эти предложения являются предметом соглашений о конфиденциальности, поэтому источники этой информации не раскрываются. Все приводимые сведения о ценах не являются коммерческими предложениями составителей настоящей статьи.

Объем перерабатываемого углеводородного газа принят равным 50 млн м³/год. Это значение является типичным для центральных пунктов сбора нефти средних нефтяных месторождений.

Рассмотрим также вариант реализации продукции завода КГЖ путем смешения синтетических легких фракций с добываемой нефтью и их совместной транспортировки.

Цена нефти, добытой средним нефтесодержащим предприятием на окраине ХМАО, содержит большую транспортную составляющую, которая очень сильно зависит от наличия транспортной инфраструктуры около промысла. Следует также учитывать, что Urals продается с дисконтом по отношению к WTI на 2–3 долл. Поэтому для расчета придерживаемся предельно консервативной оценки, равной 15 тыс. руб/т [3].

ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА

Природный газ (или попутный нефтяной газ) поступает на завод КГЖ и перерабатывается в цепочке технологических процессов.

Первая операция – сероочистка. Кондиционированный газ смешивается с хвостовым газом и после переработки продуктов поступает в основной риформер (в нашей модели – матричный генератор). Конверсия углеводородного газа в синтез-газ осуществляется воздухом, обогащенным до содержания кислорода 95 %. Воздухоразделительная установка производительностью 2000 м³/ч может обслуживать кроме автотермического риформера также установку сероочистки – процесс Клауса. Для малогабаритных установок (а установка указанной

производительностью как раз и относится к такому классу) возможен бишофитно-содовый процесс сероочистки, не требующий кислорода.

Синтез-газ выходит из риформера с температурой около 1000 °С. Охлаждение синтез-газа осуществляется на котле-утилизаторе. Генерируемый перегретый пар с температурой 400–440 °С используется для электрогенерации на электростанции собственных нужд. Охлажденный синтез-газ подвергается тонкой очистке на патронах окиси цинка, а оттуда поступает в реактор синтеза бензина.

Продукты восстановительной конденсации монооксида углерода – смесь паров бензина, воды

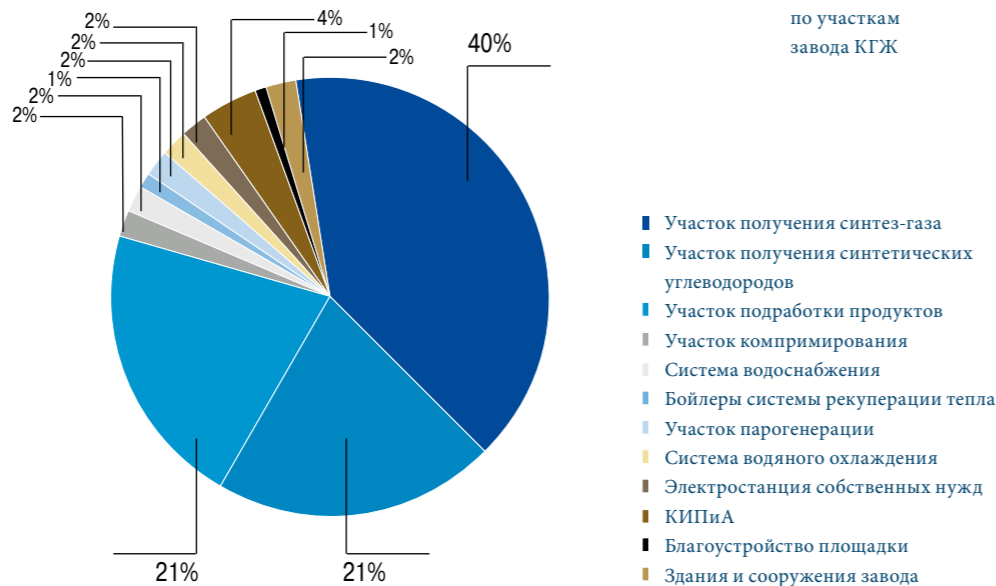
и непрореагировавшего синтез-газа – конденсируются на холодильнике с водяным охлаждением.

Синтетическая вода (не содержащая солей и других коррозионноактивных компонентов, но загрязненная углеводородами и оксигенатами) используется для парогенерации. Избыток синтетической воды подлежит утилизации.

Хвостовые газы используются в качестве топлива, чтобы предотвратить накопление балластных газов (азота и аргона воздуха) в основной технологической цепочке.

В составе завода предусматриваются склад готовой продукции и отгрузочная рампа.

2_Распределение
млн CAPEX
по участкам
завода КГЖ



ПОДГОТОВКА ГАЗА

Целесообразность выбора метода сероочистки зависит от объемов перерабатываемого газа и содержания сернистых соединений.

После удаления серы газ подвергается компримированию. Матричный генератор синтез-газа, являющийся предметом настоящего исследования, работает при давлении 2,0 МПа. При мощности 20 кВт, достаточной для компримирования 50 млн м³ газа в год, капитальные затраты (capital expenditure) CAPEX на оборудование компрессорной станции составят около 50 млн руб. Концевое охлаждение газа перед подачей в матричный генератор не требуется (и нежелательно).

ПОЛУЧЕНИЕ СИНТЕЗ-ГАЗА

Компримированный газ смешивается с хвостовыми газами из реактора синтеза бензина и поступает в матричный генератор синтез-газа.

Побочный продукт воздухоразделительной установки (ВРУ) – жидкий азот – не учитывается в расчетах, хотя может широко использоваться в отечественных трубопроводных системах для осушки после очистки/промывки по цене около 10 000 руб/т. Однако продажи этого продукта не будут носить систематический характер и не учитываются в данном (консервативном) исследовании.

РЕКУПЕРАЦИЯ ТЕПЛА РЕАКЦИЙ

Многочисленные процессы завода КГЖ сопровождаются значительным выделением энергии. Теплосъем с реакторов и охлаждение горячих продуктов конверсии позволяют генерировать значительные количества перегретого пара энергетического качества.

Главными источниками тепла являются матричный генератор синтез-газа и реактор синтеза бензина. Небольшое количество пара генерируется бойлером, отапливаемым хвостовыми газами. Сжигание хвостовых газов необходимо во избежание накопления балластных газов – азота

и аргона – в результате рецикла непрореагировавших газов. В этом бойлере генерируется перегретый пар, питающий паровую турбину. Паровая турбина служит приводом генератора, производящего электроэнергию для собственных нужд завода и для внешних потребителей. Пар низкого давления, генерируемый системой охлаждения реактора, подается на поздние ступени паровой турбины, и таким образом, эта энергия также рекуперирована. Мятый пар используется для охлаждения реактора и регенерации давления.

50
МЛН РУБ.

КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ
НА ОБОРУДОВАНИЕ
КОМПРЕССОРНОЙ
СТАНЦИИ CAPEX



ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ЗАВОДА КГЖ

Согласно распределению CAPEX по участкам завода КГЖ, смоделированного в докладе NETL [2] с добавленной установкой сероочистки, 40 % всех затрат приходится на участок получения синтез-газа. Из них лишь около 9 % составляют затраты на главный риформер, примерно 6 % – ВРУ, а вся остальная сумма распределяется по вспомогательным системам (рис. 2).

Важной особенностью «традиционных» заводов КГЖ является использование синтеза Фишера – Тропша. Результатом этого процесса является смесь синтетических углеводородов, из которых можно выделить ценные фракции, соответствующие по температурам кипения фракциям нефти, дизельного топлива и тяжелым воскам. Эти фракции содержат большое количество непредельных углеводородов и требуют многочисленных процессов обработки: гидрирования, гидрокрекинга, алкилирования и др. Таким образом, завершением технологической цепочки оказывается полноценный

нефтеперерабатывающий завод. На эту зону приходится 21 % CAPEX.

Процессы ЦЕОСИН и ИНХС дают только один продукт – высокооктановый бензин А91–А92 по моторному методу. Подработка этого продукта гораздо проще и дешевле и сводится к отделению товарного бензина от синтетической (загрязненной) воды.

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ (ОРЕХ)

Главным пунктом эксплуатационных затрат завода КГЖ является приобретение сырьевого газа.

Как будет видно из следующих расчетов, покупка сырья на открытом рынке для такого мини-завода КГЖ оказывается заведомо неприемлемой. Для расчетов разумно принять цену газа равной 1000 руб/1000 м³. Очевидно, что при размещении завода КГЖ на месторождении «запертого» газа эта цена окажется гораздо ниже рыночной. В случае утили-

зации ПНГ цена сырьевого газа может оказаться даже отрицательной, с учетом прекращения внесения платы за выбросы.

На заводе КГЖ кроме операторов аппаратов задействован штат высококлассных специалистов по обслуживанию и наладке оборудования: электрики, механики по вращающимся механизмам и др. В затраты на зарплату входит, в частности, фонд оплаты труда (ФОТ) офисного персонала (бухгалтерия, секретари, инженеры по охране здоровья, труда и окружающей среды (ОЗТОС), а также вспомогательные службы – складские службы, охрана, уборка территории и утилизации производственных отходов и др.).

Отчисления от фонда оплаты труда приняты равными 30,5 %.

Анализ экономической эффективности заводов (установок) КГЖ в соответствии со схемой (см. рис. 1)

основывается на базовом варианте, который состоит из технологического процесса получения синтез-газа и последующего бензина из синтез-газа через оксигенаты по технологии ИНХС РАН или ЦЕОСИН-процессу. Этот продукт вывозится с промысла, например автотранспортом, и продается на открытом рынке.

На удаленных промыслах востребованным реагентом является метанол, используемый для борьбы с газогидратными пробками. Метанол широко востребован на отечественных промыслах. Например, А.Р. Башаров и Р.Р. Ялалетдинов [4] отмечают, что разработка неокомских отложений Уренгойского месторождения осложнена гидратообразованием.

1_Капитальные затраты, включающие состав и примерную стоимость проектирования и изготовления оборудования по каждому варианту

СОСТАВ И ПРИМЕРНАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ИЗГОТОВЛЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ	ВАРИАНТ 1 – ПОЛУЧЕНИЕ СИНТЕТИЧЕСКОГО БЕНЗИНА ПО ИНХС РАН/ ЦЕОСИН-ПРОЦЕССУ, МЛН РУБ.	ВАРИАНТ 2 – С РЕАЛИЗАЦИЕЙ МЕТАНОЛА, МЛН РУБ.	ВАРИАНТ 3 – ТРАНСПОРТИРОВКА СИНТЕТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ВМЕСТЕ С НЕФТЬЮ, МЛН РУБ.
Ресивер-компенсатор неравномерности подачи газа	12	12	12
Цех подготовки газа	90	90	90
Компрессорная	50	50	50
Воздухоразделительная установка	90	90	90
Генератор синтез-газа	120	120	120
Маленький парогазовый риформер	10	10	10
Котел-утилизатор	70	70	70
Электростанция собственных нужд	90	90	90
Цех очистки синтез-газа	50	50	50
Цех конверсии синтез-газа	120	120	120
Цех утилизации синтетической воды	90	90	-
Цех подработки продуктов синтеза по ИНХС/ ЦЕОСИН-процессу	20	-	-
Склад готовой продукции по ИНХС/ЦЕОСИН-процессу	25	-	10
КИП и А, SCADA	100	100	100
Инжиниринг (проектирование, реализация проекта)	400	400	400
Строительно-монтажные работы	500	500	500
ИТОГО	1837	1792	1712

Процесс гидратообразования происходит как в системе сбора скважинной продукции (скважина, газосборный коллектор), так и в системе подготовки. Для предотвращения образования кристаллогидратов на промыслах применяется метанол (СН₃ОН). Использование значительного количества ингибитора приводит к большим затратам (около 90 % затрат на закупку материально-технических ресурсов (МТР) приходится на метанол). Для снижения затрат МТР на ГКП-1А разработана и внедрена установка регенерации метанола.

В процессе промысловой эксплуатации данной схемы регенерации выявились следующие недостатки:

Содержание в составе ВМР взвешенных и битуминозных частиц, которые приводят к сокращению межревиссионного периода работы технологического оборудования;

Большие энергозатраты, направленные на конденсацию паров метанола;

Трудности, связанные с регулировкой температуры регенерации;

Отсутствие возможности полного использования водометанольного раствора низкой концентрации (5–25 %), так как ухудшается качество регенерированного метанола.

Ежегодно на промыслы российских нефтегазовых компаний завозится около 400 тыс. т метанола. Уже на сегодня потребность в метаноле только ПАО «Газпром» достигает 250 тыс. т/год [5].

Получение метанола из синтез-газа – хорошо изученный и широко применяемый процесс. CAPEX на производство метанола практически совпадает с CAPEX на производство бензина, однако в этом случае можно пренебречь расходами на утилизацию воды, образующейся в качестве побочного продукта.

НАЛОГИ	2014 Г.	2015 Г.	2016 Г.
Акциз, тыс. руб.	303 804	364 554	395 955
НДС (Налоговый кодекс РФ, гл. 21–26), %	18	18	18
Налог на прибыль, %	20	20	20

2_Расчетные суммы налогов при производстве автомобильного бензина из попутного нефтяного газа (природного газа)

Учитывая локальную потребность в метаноле, рассмотрим в качестве товарного продукта технический метанол.

Наконец, в условиях, когда вывоз готового автомобильного бензина отдельным видом транспорта невозможен, рассмотрим полностью гипотетическую ситуацию, когда синтетический бензин добавляется для транспортировки в добываемую нефть. Такое разбавление сырой нефти легкими углеводородами улучшает ее транспортные характеристики: снижает вязкость, понижает температуру застывания. Однако преимущества от такого улучшения качества нефти получает не нефтедобывающая компания, а только перевозчик. Весь выигрыш нефтедобывающей компании сводится к снижению штрафов за выбросы и некоторому (небольшому) увеличению объема добычи.

Капитальные затраты, включающие состав и примерную стоимость проектирования и изготовления оборудования по каждому варианту, приведены в табл. 1.

Расчеты выполнены исходя из средней плотности сырьевого газа 0,9 кг/м³ (диапазон от 0,72 кг/м³ – сухой отбензиненный газ до 1,2 кг/м³ – жирный газ). По первому варианту предполагается производить 27 000 т бензина в год. При цене 33 тыс. руб/т [6] годовой размер выручки составит 891 000 тыс. руб.

НАЛОГИ	2014 Г.	2015 Г.	2016 Г.
НДС, %	18	18	18
Налог на прибыль, %	20	20	20

По второму варианту в качестве товарной продукции предполагается получать 57 000 т метанола в год. При цене 15 тыс. руб/т [7] годовой размер выручки составит 855 000 тыс. руб.

Третий вариант предполагает транспортировку на месторождениях, не имеющих доступа к газотранспортной системе, синтетического бензина, вместе с добываемой нефтью (по цене нефти 15 тыс. руб/т [8]). Годовой размер дополнительной выручки составит 405 000 тыс. руб.

Таким образом, по третьему варианту при меньших капитальных затратах выручка от реализации продуктов также получается меньше.

405 ТЫС. РУБ
ГОДОВОЙ РАЗМЕР ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ВЫРУЧКИ

3_Показатели эффективности 16 вариантов, в которых в качестве исходного сырья брался не попутный нефтяной газ, а природный

Примечание. В числителе – данные для ПНГ, в знаменателе – для природного газа.

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ ПО ВСЕМ ТРЕМ ВАРИАНТАМ СОСТОЯТ ИЗ СЛЕДУЮЩЕГО:

Затрат на оплату труда, составляющих при численности 20 человек персонала со средней зарплатой 60 тыс. руб. с учетом отчислений на социальное страхование 18 720 тыс. руб/год;

Постоянных накладных расходов в размере 185 750 тыс. руб/год, которые включают:

ПОПОЛНЕНИЕ КАТАЛИЗАТОРА

168750 ТЫС. РУБ.;

ОБСЛУЖИВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ

3000 ТЫС. РУБ.;

МАТЕРИАЛЫ –

1000 ТЫС. РУБ.;

АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

10 000 ТЫС. РУБ.;

ПОКАЗАТЕЛИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ	ВАРИАНТ 1 – ПОЛУЧЕНИЕ СИНТЕТИЧЕСКОГО БЕНЗИНА ПО ИНХС РАН/ ЦЕОСИН-ПРОЦЕССУ	ВАРИАНТ 2 – С РЕАЛИЗАЦИЕЙ МЕТАНОЛА	ВАРИАНТ 3 – С ТРАНСПОРТИРОВКОЙ ПРОДУКЦИИ ВМЕСТЕ С НЕФТЬЮ
Внутренняя норма прибыли, IRR, %	25,6 21,9	66,2 47,8	21,9 15,7
Чистая текущая стоимость проекта, NPV, тыс. руб.	1 426 640 967 517	3 830 183 3 275 827	708 252 84 780
Простой срок окупаемости, лет	6,1 6,9	2,6 3,4	6,4 8,4
Дисконтированный срок окупаемости при месячном темпе инфляции 1,14 %, лет	8,4 9,7	3,0 4,1	10,2 14,8

Переменные накладные расходы – 1845 тыс. руб.;

Прямых материальных затрат на приобретение 50 млн м³ природного газа по цене 1 руб/м³ [9] или эффекта от прекращения выплаты штрафов, который составляет 14 108 тыс. руб. [10] и включается в расчеты со знаком (–) вместо прямых материальных затрат на покупку попутного газа, стоимость которого не учитывается. Переработка 50 млн/м³ попутного газа в год дает такой эффект за счет того, что с 2014 г. при штрафе 20,9 руб/т сжигаемого с образованием сажи попутного газа вводится коэффициент 25.

ПРЕДПОЛАГАЕТСЯ, ЧТО ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ БЕНЗИНА ИЗ ПРИРОДНОГО ГАЗА ГАЗ ЗАКУПАЕТСЯ У ДОБЫВАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ, КОТОРАЯ УЧИТЫВАЕТ НАЛОГ НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

ПЕРЕМЕННЫЕ НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ

1845 ТЫС. РУБ.;

Расчетные суммы налогов при производстве автомобильного бензина из попутного нефтяного газа (природного газа) представлены в табл. 2.

Налоговые составляющие при производстве метанола и бензиновых фракций для транспортировки вместе с нефтью (по цене нефти) из попутного нефтяного газа (природного газа) представлены в табл. 3.

СТАВКИ АКЦИЗА НА АВТОМОБИЛЬНЫЙ БЕНЗИН В РУБЛЯХ ЗА ЕДИНИЦУ ИЗМЕРЕНИЯ:

11 252 руб/т с 1 января по 31 декабря 2014 г. включительно;
13 502 руб/т с 1 января по 31 декабря 2015 г. включительно;
14 665 руб/т с 1 января по 31 декабря 2016 г. включительно.

Для сравнения проведены расчеты по описанным трем вариантам, в которых в качестве исходного сырья брался не попутный нефтяной газ, а природный. В этих расчетах не учитывались платежи за сжигание ПНГ, показатели эффективности вариантов также представлены в табл. 4.

Полученные сроки окупаемости аналогичны результатам, полученным группой Э. Шустера [2] для завода КГЖ производительностью на два порядка выше – 5300 млн м³ по сырьевому газу в год (около 8,5 лет окупаемости).

АРЕНДУ ПЛОЩАДКИ

3000 ТЫС. РУБ.

ПРОВЕДЕННЫЙ АНАЛИЗ ПОЗВОЛИЛ СДЕЛАТЬ СЛЕДУЮЩИЕ ВЫВОДЫ:

Предварительный экономический анализ показывает, что конверсия попутного нефтяного газа (а также газа низконапорных месторождений) в метанол и/или синтетический автомобильный бензин по создаваемым отечественным инновационным технологиям способна решить стратегическую задачу освоения этих природных ресурсов. На основании выполненных расчетов выработаны рекомендации по продолжению настоящего проекта.

Предполагается, что при производстве бензина из природного газа газ закупается у добывающей организации, которая учитывает налог на добычу полезных ископаемых.

С учетом представленных исходных данных и полученных расчетов показатели эффективности вариантов представлены в табл. 4.

Для сравнения проведены расчеты по описанным трем вариантам, в которых в качестве исходного сырья брался не попутный нефтяной газ, а природный. В этих расчетах не учитывались платежи за сжигание ПНГ, показатели эффективности вариантов также представлены в табл. 4.

Полученные сроки окупаемости аналогичны результатам, полученным группой Э. Шустера [2] для завода КГЖ производительностью на два порядка выше – 5300 млн м³ по сырьевому газу в год (около 8,5 лет окупаемости).

Определены следующие границы применимости создаваемой технологии.

Получение метанола и/или товарного высокооктанового бензина даже на малогабаритных установках конверсии природного (попутного) нефтяного газа оказывается рентабельным за счет отсутствия необходимости в разработке продуктов синтеза, удешевления участка получения синтез-газа и применения бескатализаторного процесса его получения. В этом заключается отличие создаваемой отечественной технологии от существующих в мире крупномасштабных технологий.

МЕТОДЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ОСНАЩЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МАЛОГАБАРИТНЫМИ УСТАНОВКАМИ КГЖ, РАЗРАБОТАННЫЕ В НАСТОЯЩЕЙ РАБОТЕ, ЛЕГКО МОДИФИЦИРУЮТСЯ ДЛЯ КОНКРЕТНЫХ УСЛОВИЙ ПОТЕНЦИАЛЬНЫМИ ПОКУПАТЕЛЯМИ ТАКИХ УСТАНОВОК

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Baseline Design / Economics for Advanced Fischer-Tropsch Technology. U.S.Department of Energy Federal Energy Technology Center. // [Электронный ресурс.] – Режим доступа: <http://www.osti.gov/scitech/servlets/purl/10172165-SvWjHj/> (Дата обращения: 08.10.2015 г.)
2. Shuster E., Goellner J. F., Shah V., Turner M.J., Kuehn N.J., Littlefield J., Cooney G., Marriott J. Analysis of Natural Gas-to-Liquid Transportation Fuels via Fischer-Tropsch. DOE/NETL-2013/1597. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: https://netl.doe.gov/File%20Library/Research/Energy%20Analysis/Publications/Gas-to-Liquids_Report.pdf (Дата обращения: 08.10.2015 г.)
3. Динамика оптовых цен на нефтепродукты в России с 12 по 16 июля. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: <http://www.oilst.ru/news/market/140/> (Дата обращения: 20.02.2015 г.)
4. Башаров А.Р., Ялалетдинов Р.Р. Повышение эффективности работы установки паровой регенерации метанола на ГКП-1а Уренгойского НГКМ // Тезисы докладов X Всероссийской конф. молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности». – М.: РГУ им. И.М. Губкина, 2013. – С.41.
5. Метанол на Крайнем Севере. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: <http://neftegaz.ru/science/view/170> (Дата обращения: 08.10.2015 г.)
6. Оптовый прайс на бензин компании Евротэк. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: <http://www.eg-oil.ru/avtonaliv/benzin-optom.html> (Дата обращения: 15.02.2015 г.)
7. Метанол: рынок глазами производителя. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: http://www.newchemistry.ru/printletter.php?n_id=1261 (Дата обращения: 08.10.2015 г.)
8. Сайт «Товары и услуги». – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: <http://moskva.tiu.ru/Neft-legkaya/wholesale.html>
9. Портал Омской области. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: <http://omsk.news-city.info/docs/sistemsp/dok_perltz.htm (Дата обращения: 15.02.2015 г.)
10. Портал «Нефть России». – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: <http://www.oilru.com/news/404261>

Вариант утилизации попутного нефтяного газа или низконапорного газа в метанол на удаленных промыслах является наиболее высокорентабельным при наличии потребителя.

Получение синтетического автомобильного бензина на малогабаритной установке из газа при ненулевой стоимости сырья и оплате акциза оказывается на грани рентабельности. При условно присвоенной стоимости сырьевого газа 1 руб/м3 (без учета эффекта от прекращения выплаты штрафов за выбросы, составляющие 14 108 тыс. руб. при сжигании на факеле 50 млн м3 попутного газа) срок окупаемости подобных проектов составляет 9,7 лет. Таким образом, приобретение сырьевого газа для производства синтетического бензина в таких масштабах по рыночным ценам нецелесообразно. В случае безакцизной продажи синтетического бензина на дальнейшую переработку организации, имеющей свидетельство о регистрации, показатели эффективности улучшаются и достигают показателей варианта 2 с реализацией метанола. Очевидно, что объем переработки 50 млн м3/год газа является минимально допустимым для разработки технологии.

REFERENCES
1. Baseline Design/Economics for Advanced Fischer-Tropsch Technology. U.S. Department of Energy Federal Energy Technology Center. Available at: <http://www.osti.gov/scitech/servlets/purl/10172165-SvWjHj/> (accessed 08.10.2015)
2. Shuster E., Goellner J. F., Shah V., Turner M.J., Kuehn N.J., Littlefield J., Cooney G., Marriott J. Analysis of Natural Gas-to-Liquid Transportation Fuels via Fischer-Tropsch. DOE/NETL-2013/1597. Available at: https://netl.doe.gov/File%20Library/Research/Energy%20Analysis/Publications/Gas-to-Liquids_Report.pdf (accessed 08.10.2015).
3. Dinamika optovoykh tsen na nefteprodukty v Rossii s 12 po 16 iyulya [The dynamics of wholesale prices for oil products in Russia from 12 to 16 July]. Available at: <http://www.oilst.ru/news/market/140/> (accessed 20.02.2015)
4. Basharov A.R., Yalaletdinov R.R. Tezisy dokladov X Vserossiyskoy konferentsii molodykh uchenykh, spetsialistov i studentov "Novye tekhnologii v gazovoy promyshlennosti" [Abstracts of papers of V All-Russian conference of young scientists, professionals and students "New Technologies in Gas Industry"]. Moscow, Gubkin MGUNG Publ., 2013. 41 p.
5. Metanol na Kraynem Severe [Methanol in the Far North]. Available at: <http://neftegaz.ru/science/view/170> (accessed 08.10.2015)
6. Optovaya tsena na benzin kompanii Evrotek [The wholesale price for gasoline of the company Eurotech]. Available at: <http://www.eg-oil.ru/avtonaliv/benzin-optom.html> (accessed 15.02.2015).
7. Metanol: rynok glazami proizvoditelya [Methanol: The market through the eyes of the manufacturer]. Available at: http://www.newchemistry.ru/printletter.php?n_id=1261 (accessed 08.10.2015).
8. Tovary i uslugi [Goods and services]. Available at: <http://moskva.tiu.ru/Neft-legkaya/wholesale.html>
9. Portal Omskoy oblasti [Portal of the Omsk region]. Available at: <http://omsk.news-city.info/docs/sistemsp/dok_perltz.htm (accessed 15.02.2015).
10. Portal "Neft' Rossii" [Portal of Neft'Rosii]. Available at: <http://www.oilru.com/news/404261>

УДК 613.1

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ВОПРОСЫ РАЗРАБОТКИ МЕТОДОЛОГИИ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УРОВНЯ ОБЪЕКТОВ И ОБОРУДОВАНИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ (ГТС), ОСНОВАННОЙ НА ОПРЕДЕЛЕНИИ ОБЪЕКТИВНЫХ КРИТЕРИЕВ, ОТРАЖАЮЩИХ МАКСИМАЛЬНОЕ ЧИСЛО ВЛИЯЮЩИХ ФАКТОРОВ (ПОКАЗАТЕЛЕЙ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ). ПРЕДСТАВЛЕНЫ МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА, ОБОСНОВАНЫ ОБОБЩЕННЫЕ КРИТЕРИИ

А. В. ТОПИЛИН,
Б. Л. ЖИТОМИРСКИЙ,
Д. М. ЛЯПИЧЕВ,
В. Г. ДУБИНСКИЙ
ОАО «Оргэнергогаз»,
РФ, Москва

П. В. КРЫЛОВ
ПАО «Газпром»,
РФ, Москва
Topilin@oeg.gazprom.ru

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УРОВНЯ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА

ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭКОНОМИЧНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ (МГ). ПРИВЕДЕНЫ КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ И ПРИМЕРЫ ИНТЕГРАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УРОВНЯ МГ ПАО «ГАЗПРОМ» С УЧЕТОМ ПРИМЕНЯЕМЫХ НА НИХ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ В СРАВНЕНИИ С ЗАРУБЕЖНЫМИ ГАЗОПРОВОДАМИ, ПОКАЗЫВАЮЩИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПОСТРОЕНИЯ ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ (РАНЖИРОВАННЫХ) РЯДОВ ПО МЕРЕ УБЫВАНИЯ ЗНАЧЕНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УРОВНЯ ОБЪЕКТОВ И ОСНОВНЫХ ВИДОВ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЯЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ПАО «ГАЗПРОМ».

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
магистральный газо-
провод, компрессорная
станция, газоперекачи-
вающий агрегат, тех-
нологический уровень,
энерготехнологическая
эффективность, техни-
ко-экономическая эф-
фективность.

GAS PIPELINES:
TECHNOLOGY
ASSESSMENT
METHODS AND
GUIDELINES

TOPILIN A.V.,
ZHITOMIRSKIY B.L.,
LYAPICHEV D.M.,
DUBINSKIY V.G.
OAO Orgenergogaz,
RF, Moscow

KRYLOV P.V.
PAO Gazprom,
RF, Moscow
Topilin@oeg.
gazprom.ru

This paper addresses numerous issues related to development of methodol-ogy and practices focusing on assessment of gas transmission pipeline parts and equipment process technology levels based on impartial criteria reflect-ing the full set of drivers or gasline performance indicators. It represents gas pipeline energy flow models and justifies general criteria commonly used to define energy, technology, and economic performance. In addition, the paper quanti-fies integral assessment of current Gazprom's technol-ogy levels and provides some examples, focusing on individual process equip-ment against international counterparts. It is believed viable to rank (downward) the entire spectrum of process technology levels with such ranking incorpo-rating both major pipeline parts and individual energy equipment categories.

KEYWORDS:
gas pipeline, compressor
station, gas compres-
sors, process technol-
ogy, ranking, energy
efficiency, economic
performance.



Задача определения техноло-гического уровня объектов и оборудования Единой системы газоснабжения России в совре-менных условиях санкций и единой политики снижения затрат на ее содержание и совершенствова-ние является весьма актуальной. Это обусловлено прежде всего необходимостью четкого опреде-ления приоритетных направлений инвестирования средств для полу-чения максимально возможного технологического эффекта при минимальных вложениях, т. е. нужно абсолютно четко пони-мать, насколько повысится тех-нологический уровень дочернего общества при инвестировании средств в каждый его значимый технологический объект в целом и в совершенствование различных видов оборудования этого объекта в частности. Конечной целью такого исследования должны являться ранжированные ряды уровней техно-логического развития объектов и оборудования этого дочернего общества по степени влияния на технологический уровень до-чернего общества в целом. На основе указанных рядов можно будет принимать обоснованные управленческие решения и фор-мировать программы и планы инвестирования и капитальных вложений.

Вместе с тем построение таких рядов усложнено, в первую оче-редь, необходимостью определения критериев, достаточно объективно позволяющих оценить техноло-гический уровень этих объектов и оборудования. Объективность этих критериев должна быть подтвержде-на учетом максимального числа влияющих факторов (показателей функционирования) газотранспорт-ной системы. Вместе с тем число этих факторов должно быть огра-ничено в связи с необходимостью построения математической модели функционирования ГТС, позволяю-щей без применения специальных математических методов рассчитать значения критериев, построить ран-жированные ряды объектов и обору-дования на основе сравнительного анализа соответствия проектных решений, реальных объектов и зарубежного опыта.

Рассмотрим основные исходные показатели, которые необходимо учитывать при выборе (обосно-вании) критериев уровня техно-логического развития объектов ГТС. Технология магистрального транспорта газа характеризу-ется рядом показателей, опре-деляющих его количественный и качественный уровень [1, 2]. К основным параметрам, харак-теризующим количественный уро-вень транспорта газа, относятся:

Протяженность МГ;

Установленная мощность
газоперекачивающих
агрегатов (ГПА).

Для оценки степени влияния ГПА необходимо учитывать, что наря-ду с суммарной установленной мощностью для определения уровня энерговооруженности МГ используется показатель удель-ной мощности ГПА на единицу протяженности МГ. Качественным показателем уровня технического совершенствования газотранс-портных систем является удельный вес расхода газа на собственные нужды в общем объеме пере-каченного газа. Динамика этого показателя дает косвенное пред-ставление об энергоэффектив-ности процесса транспорта газа, технологическом уровне ГПА и об изменении их КПД. Для сопостав-ления количественных показателей ГТС с объемными показателями развития отрасли используется показатель товаротранспортной работы, определяемый как произ-ведение производительности МГ и его протяженности. Энергоемкость МГ характеризуется мощностью сжатия газа, удельная энергоем-кость — расходом энергии на еди-ницу товаротранспортной работы.



В соответствии с Программой инновационного развития ОАО «Газпром» до 2020 года и Концепцией энергосбережения в ОАО «Газпром» на 2011-2020 годы научно-технический прогресс (повышение эффективности) трубопроводного транспорта развивается по следующим направлениям:

Повышение рабочего давления до 9,8 МПа и 11,8 МПа;

Применение труб с внутренним покрытием для снижения гидравлических потерь;

Применение современных газотурбинных и электроприводных ГПА;

Развитие систем автоматизированного управления (САУ) технологических процессов с применением современных программных комплексов.

При проектировании МГ основные параметры (производительность, давление и установленная мощность компрессорной станции) определяются на основе технико-экономического обоснования. Следует отметить, что применяемые технические решения (например, в проектах реконструкции КС с заменой морально и физически устаревших ГПА типа ГТ-750-6, ГТК-10, ГПУ-10, ГПА-Ц-6,3) направлены прежде всего на поддержание технически возможной производительности, а не на повышение энергоэффективности, что, в свою очередь, не позволяет повысить энергоемкость МГ и не способствует совершенствованию технологического уровня объектов ГТС. Применение труб с внутренним покрытием является одним из способов снижения энергоемкости транспорта газа, позволяющим сохранить потребляемую мощность и расход топлива на КС.

Эксплуатируемые газопроводы ПАО «Газпром» имеют энергоемкость 70-80 кВт·ч/(млн м³·км). С целью оптимизации управления энергоемкостью действующих МГ, а также совершенствования технологического уровня проектируемых газопроводов в основу

методического аппарата оценки оборудования для магистрального транспорта газа авторами положена модель энергетической системы сжатия, охлаждения и передачи энергии газа. При этом оценку технологического уровня и эффективности функционирования энергетической системы предлагается выполнить с учетом взаимосвязи показателей энерготехнологической и технико-экономической эффективности. На рис. 1 представлена схема расчета показателей оценки технологического уровня ГТС: линейного участка (ЛУ), КС, ГПА, вспомогательного оборудования.

ПОКАЗАТЕЛИ ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Для оценки технологического уровня объектов ГТС на основе энерготехнологической эффективности предлагается применить интегральный критерий — удельное сопротивление ЛУ потерям энергии при транспортировке газа (с условным обозначением $R_{\text{ЛУ}}$ и единицей измерения тыс. м³·км/кВт·ч). Удельное сопротивление $R_{\text{ЛУ}}$ характеризует технологический процесс передачи

энергии газа между двумя КС, рассчитывается как отношение товаротранспортной работы к затраченной энергии и во многом зависит от гидравлической эффективности трубопровода и потерь тепла. При расчете критерия количественной оценки технологического уровня объектов ГТС за основу была принята физическая модель, схематично выраженная в виде последовательности:

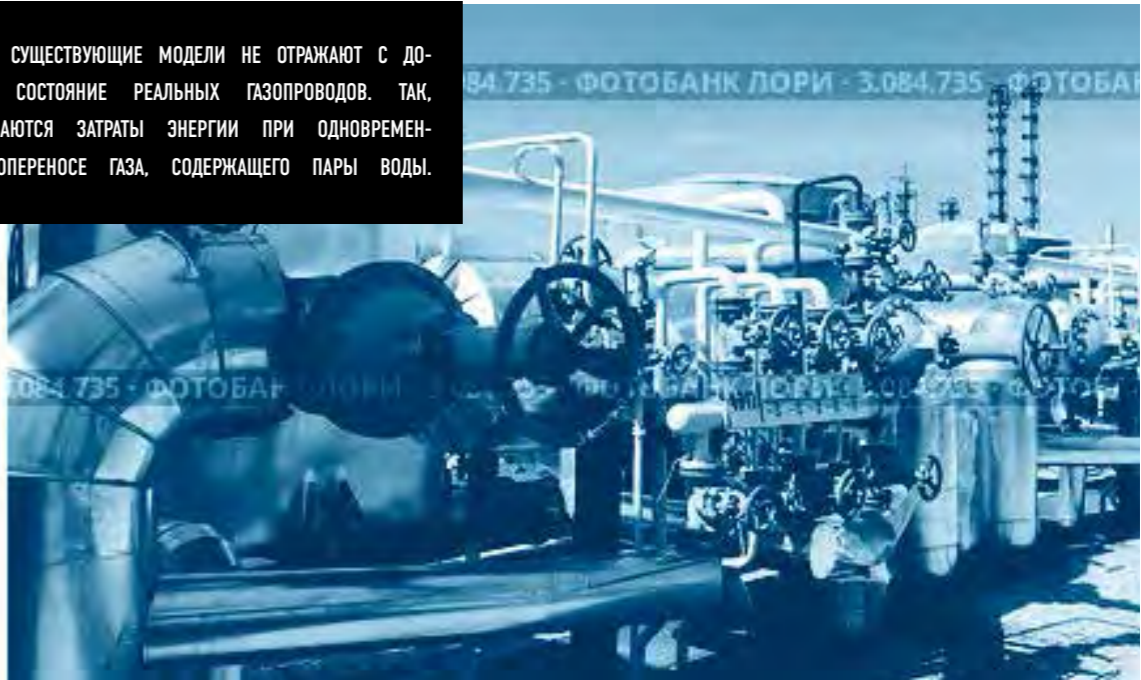
$(dW_{\text{КС}})_{\text{опт}} \rightarrow \max dR_{\text{ЛУ}} \rightarrow \min dU_{\text{ЛУ-КС-ЛУ}}$

В указанной модели оптимальное потребление энергии на КС $(dW_{\text{КС}})_{\text{опт}}$ должно быть достигнуто при условии максимального удельного сопротивления ЛУ потерям энергии газа ($\max dR_{\text{ЛУ}}$), что соответствует минимальным затратам энергии при транспортировке газа ($\min dU_{\text{ЛУ-КС-ЛУ}}$) в системе КС — ЛУ — КС.

Следует отметить, что существующие модели не отражают с достаточной точностью состояние реальных газопроводов. Так, например, не учитываются затраты энергии при одновременном тепло- и массопереносе газа, содержащего пары воды. Такие режимы характерны для головных участков МГ, участков, эксплуатируемых после гидравличе-

СЛЕДУЕТ ОТМЕТИТЬ, ЧТО СУЩЕСТВУЮЩИЕ МОДЕЛИ НЕ ОТРАЖАЮТ С ДОСТАТОЧНОЙ ТОЧНОСТЬЮ СОСТОЯНИЕ РЕАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ. ТАК, НАПРИМЕР, НЕ УЧИТЫВАЮТСЯ ЗАТРАТЫ ЭНЕРГИИ ПРИ ОДНОВРЕМЕННОМ ТЕПЛО- И МАССОПЕРЕНОСЕ ГАЗА, СОДЕРЖАЩЕГО ПАРЫ ВОДЫ.

1_ Блок-схема расчета показателей оценки технологического уровня газотранспортной системы: ЦБК — центробежный компрессор; АВО — аппараты воздушного охлаждения



ских испытаний, а также для любых других отклонений от нормативов по качеству газа — температуре точки росы (ТТР). Результаты исследований показали, что в процессе охлаждения газа от 40 °С до температуры грунта 5 °С (при ТТР, превышающей температуру грунта на 3-5 °С) разность теплосодержаний газа на ЛУ составляет в среднем 25 кДж/кг, что в периоды работы в таких режимах эквивалентно дополнительному потреблению 10% энергии ГПА на КС [3].

Условия затрат энергии для ГТС (система КС — ЛУ — КС) можно представить в виде:

$$\frac{dU}{E^2 K_{\phi} / K_{\text{пр}}} \leq \frac{dW_{\text{сж, КС}}}{K_{\text{ор}} K_{\text{ти}}} + dW_{\text{охл}}, \quad (1)$$

где dU — изменение внутренней энергии (с учетом тепло- и массопереноса) и кинетической энергии газа на ЛУ при его транспортировке от КС до КС; E — коэффициент гидравлической эффективности линейного участка МГ; $dW_{\text{сж, КС}}$ — изменение энергии сжатия газа в компрессорах ГПА; $dW_{\text{охл}}$ — изменение энергии охлаждения

газа в АВО; K_{ϕ} , $K_{\text{пр}}$ — фактический и проектный коэффициенты теплопередачи от газа в окружающую среду; $K_{\text{ор}}$, $K_{\text{ти}}$ — коэффициент оперативной готовности и коэффициент технического использования (терминология и определения соответствуют ГОСТ Р 53480-2009 «Надежность в технике. Термины и определения»).

ПОКАЗАТЕЛИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Для оценки технологического уровня по технико-экономической эффективности целесообразно использовать следующий показатель — срок окупаемости затрат энергии t_0 .

При рассмотрении общепринятой модели определения минимума приведенных затрат можно исходить из условия, при котором инвестор осуществляет единовременные вложения K в оборудование. С учетом годовых эксплуатационных затрат Σ суммарные капитальные затраты в течение T лет эксплуатации (т. е. приведенные затраты) составляют $\Pi = K + \Sigma T$. В общепринятой постановке решение задачи заключается в минимизации указанной величины Π . Вместе с тем опыт эксплуатации оборудования на объектах ПАО «Газпром» показывает, что необходимо учитывать технологические критерии при определении эффективности как инвестиций в оборудование, так и факторов оптимизации затрат на его эксплуатацию. В рассматриваемых случаях величины K и Σ целесообразно

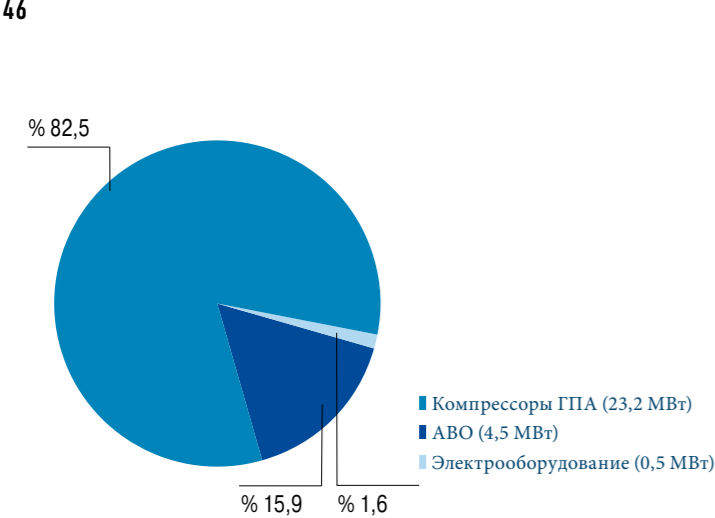
представить в виде функций от параметрического критерия энерготехнологической эффективности (например, $R_{\text{ЛУ}}$), который можно принять в качестве независимой переменной. Затем определяют производную Π по указанной переменной и условие равенства производной нулю. Такое значение критерия и соответствующие ему инвестиции считаются экономически целесообразными.

Очевидно, что в случае финансирования собственником или кредитования (банковского или иного кредита) ежегодная экономия денежных средств $\Delta \Sigma_{\text{год}}$ должна превышать затраты, в том числе на погашение кредита, с условием:

$$\frac{P \Delta K}{C} \leq \frac{\Delta \Sigma_{\text{год}}}{C}, \quad (2)$$

где P — процентная ставка кредита, % в год; C — стоимость единицы энергии, руб. (у. е.)/кВт·ч; ΔK — сумма кредита в банке, руб. (у. е.);

$\frac{\Delta K}{C}$ — стоимость оборудования в технологических единицах, 1/кВт·ч;



$\frac{P_{\Delta K}}{C}$ — ожидаемая плата банку (ежегодная доля банка) в технологических единицах, %/кВт·ч.

В выражении (2) правая часть

$\frac{\Delta \Theta_{\text{год}}}{C}$ представляет ежегодную

экономии энергии за счет снижения энергоемкости (энергозатрат) на транспорт газа.

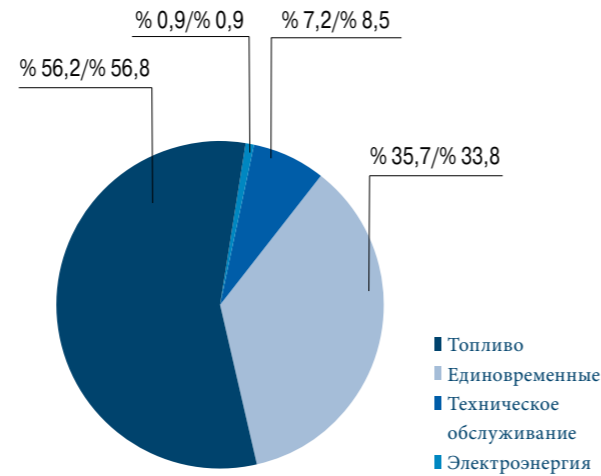
Эту величину можно определить из выражения:

$$\Delta \Theta_{\text{год}} = \frac{1}{I} \left(\frac{1}{R_{\text{лн}}^0} - \frac{1}{R_{\text{лн}}} \right) V C T_{\text{лн}} \quad (3)$$

где I — длина линейного участка МГ; $R_{\text{лн}}$ — удельное сопротивление ЛУ потерям энергии базового ЛУ; $R_{\text{лн}}$ — удельное сопротивление рассматриваемого варианта ЛУ (действующего и/или проектируемого); V — объем перекачиваемого газа; $T_{\text{лн}}$ — среднее время работы ГПА в году. В качестве базового ЛУ принимается расчетный участок МГ, расположенный между КС, имеющий эквивалентную протяженность при установленных проектных показателях: производительности, рабочем давлении, температуре, гидравлической эффективности и коэффициенте теплопередачи.

Физический смысл неравенства (2) заключается в том, что ежегодная экономия энергии, затрачиваемой на транспортировку газа, должна превышать ежегодные отчисления за кредит на приобретение оборудования для строящихся или реконструируемых объектов МГ, выраженные не в денежных, а в энергетических единицах, характеризующих как интегральный критерий технологического уровня ГТС, так и энерготехнологические показатели рассматриваемых процессов, а именно: удельное сопротивление ЛУ потерям энергии $R_{\text{лн}}$, энергоемкость и энергоэффективность МГ. На основе изложенного, с учетом известных методологических подходов, можно сформулировать главное условие для обоснования выбора оборудования ГТС: минимальная стоимость жизненного цикла (СЖЦ) при оптимальных затратах энергии КС, соответствующих минимальным потерям энергии в ЛУ.

При оценке стоимости жизненного цикла следует учитывать все составляющие (виды и число энергопотребляющего оборудования) рассматриваемого комплекса, обеспечивающего технологический процесс. На диаграммах (рис. 2, 3) приведены результаты оценки эффективности применения ГПА по стоимости их жизненного цикла на примере применяемых ГПА «Балтика-25» и «Балтика-32».



2_Доля различных видов энергопотребляющего оборудования в общих энергозатратах на транспорт газа при работе ГПА на КС

3_Процентное соотношение материальных затрат на транспорт газа для ГПА «Балтика-25» (в числителе) и ГПА «Балтика-32» (в знаменателе)

На диаграмме (см. рис. 2) показан энергетический баланс ГПА на КС, представляющий доли энергопотребляющего оборудования в общих энергозатратах на транспорт газа. Для сопоставления энергозатрат и материальных затрат, соответствующих элементам энергетического баланса, на диаграмме (см. рис. 3) показан удельный вес материальных затрат на ГПА, рассчитанных по действующей методике и включающих цену ГПА, единовременные затраты (стоимость строительно-монтажных и пусконаладочных работ и транспортные расходы) и эксплуатационные расходы на ГПА (техническое обслуживание (ТО) и расходы на электроэнергию) [2].

Так, в энергетическом балансе КС более 82% мощности приходится на компрессоры ГПА, а в структуре материальных затрат топливо составляет 56,2-56,8%, на охлаждение в АВО приходится 15,9% мощности и только 1% мощности — на электрооборудование (САУ, привод насосов масла смазки ГПА и пр.).

В действующей методике расчета стоимости жизненного цикла ГПА не учитываются такие важные элементы, влияющие на технологический процесс и режимы работы ГПА, как:

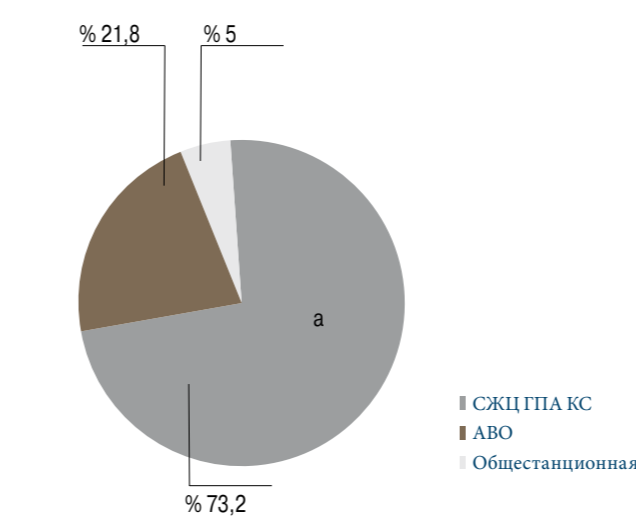
Затраты энергии на охлаждение газа и масла (приблизительно 16% энергобаланса);

Схема работы ГПА в цехе;

Затраты энергии в ЛУ и на КС (потери энергии до 10%).

В результате расчета, выполненного по действующей методике, СЖЦ ГПА «Балтика-25» ниже на 11%, чем СЖЦ ГПА «Балтика-32».

Для иллюстрации преимуществ предлагаемой методики, разработанной на основе приведенных в статье расчетных моделей, была выполнена сравнительная оценка технологического уровня ГПА «Балтика-25» и ГПА «Балтика-32» и эффективности их применения на КС Казачья МГ «Турецкий поток» (по проектным показателям).



4_Соотношение стоимости жизненного цикла КС с установленными агрегатами ГПА «Балтика-25» (а) и ГПА «Балтика-32» (б)

В табл. 1 приведены исходные проектные показатели указанной КС, а также расчетные показатели оценки технологического уровня КС и ЛУ: интегральный критерий РЛУ, срок окупаемости затрат энергии t_0 и удельная стоимость затрат энергии. На рис. 4 показана стоимость жизненного цикла КС с ГПА «Балтика-25» и ГПА «Балтика-32», иллюстрирующая удельный вес составляющих элементов затрат на эксплуатацию оборудования КС в общей стоимости жизненного цикла КЦ.

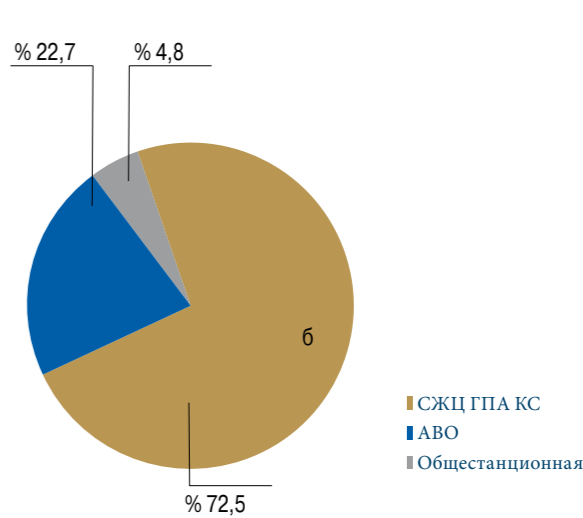
Различные схемы работы ГПА (5 + 2; 4 + 2) влияют на среднюю наработку в год. Также учтены затраты энергии на АВО. Расчеты, выполненные с учетом схемы работы ГПА, затрат энергии на охлаждение, т.е. дополнительных элементов технологического процесса, не учтенных в расчетах по действующей методике, показали, что СЖЦ КС с ГПА «Балтика-32» будет ниже на 4,9%, чем СЖЦ КС с ГПА «Балтика-25».

На основе результатов решения данного примера можно сделать следующие выводы:

По интегральному критерию энерготехнологической эффективности (удельному сопротивлению ЛУ потерям энергии $R_{\text{лн}}$) технологический уровень КС с ГПА «Балтика-32» выше технологического уровня КС с ГПА «Балтика-25» на 4,5%;

По технико-экономической эффективности (сроку окупаемости затрат энергии t_0) технологический уровень КС с ГПА «Балтика-32» выше технологического уровня КС с ГПА «Балтика-25» на 23,9%.

Наряду с обоснованием выбора энергоэффективного технологического оборудования предлагаемая методика позволяет с использованием унифицированных показателей и критериев выполнить факторный анализ, оценить потери энергии и эффективность ее использования.



В табл. 2 представлены данные по оценке энерготехнологической эффективности действующих объектов ГТС. Для сравнения выбраны следующие показатели: стандартизированный показатель — энергоемкость [2, 4] и интегральный критерий — удельное сопротивление потерям энергии. При этом необходимо отметить, что потери энергии на магистральном транспорте газа на отечественных и зарубежных объектах практически не различаются. Величина потерь энергии показывает, какую дополнительную энергию следует компенсировать на КС, а также дает исходные данные для предложений по снижению энергопотребления (поиску оптимальных решений для использования дополнительной энергии (резерв на КС, затраты на улучшение гидравлической эффективности и/или снижение потерь тепла на ЛУ и пр.).

Реализация предложенной авторами методики обеспечит определение технологического уровня для всех объектов ГТС и применяемых на них различных видов технологического оборудования. На основе полученных данных целесообразно построить параметрические (ранжированные) ряды по мере убывания значений технологического уровня объектов и основных видов энергопотребляющего оборудования.

В целом оценка технологического уровня объектов ГТС на основе рассмотренных в настоящей статье моделей позволяет:

Соизмерить затраты энергии на ЛУ (с учетом гидравлической эффективности и потерь тепла) с затратами энергии на КС, что наряду с количественной оценкой технологического уровня ГТС даст возможность оценить величину и природу потерь энергии;

Обеспечить максимально эффективное вложение средств в развитие объектов ГТС, включая различные виды применяемого на них технологического оборудования;

Обеспечить оптимальное планирование реконструкции объектов ГТС на основе параметрических рядов, построенных (ранжированных) по результатам расчетов технологического уровня основных объектов ПАО «Газпром» для всех бизнес-сегментов.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ГПА «БАЛТИКА-25»	ГПА «БАЛТИКА-32»
ПРОЕКТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ		
Мощность ГПА, МВт	25	32
Расход газа, млн м³/сут	194	194
Затраты электроэнергии на АВО, МВт	22,8	22,8
Схема работы (праб. + през.), шт.	5 + 2	4 + 2
Время работы за год, ч	6257	5840
Назначенный срок службы, лет	32	34
РАСЧЕТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ		
Удельная стоимость затрат энергии при передаче газа по ЛУ, млн руб/МВт	112,94	100,26
Интегральный показатель РЛУ, тыс. м³·км/кВт·ч	15,6	16,3
Срок окупаемости затрат энергии 0, лет	7,1	5,4
Стоимость затраченной электроэнергии на АВО КС, млн руб.	5900,6	5900,6
Стоимость жизненного цикла КС, млн руб.	27 015,9	25 933,6

НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА ГТС (МГ)	ЛИНЕЙНЫЙ УЧАСТОК		ЗАТРАТЫ ЭНЕРГИИ КС, КВТ·Ч / (МЛН М³·КМ)	ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ, %
	R _{ЛУ} , ТЫС М³·КМ / КВТ·Ч	ЗАТРАТЫ ЭНЕРГИИ, КВТ·Ч / (МЛН М³·КМ)		
Ямал – Европа	13,9	71,9	79,8	11,1
Бованенково – Ухта	15,3	65,4	69,8	6,7
СЕГ (Грязовец – Выборг)	16,5	60,6	64,3	6,1
Альянс (США)	17,4	57,6	61,6	7,0
Северная граница (США)	14,4	69,2	74,8	8,0

В результате анализа существующих методик и технических решений по оценке технологического уровня объектов ГТС необходимо разработать аналитические методы и на их основе сформировать:

1. Обобщенные показатели и интегральный критерий оценки технологического уровня объектов ГТС ПАО «Газпром» и зарубежных МГ;

2. Методику определения показателей технологического уровня, основанную на формировании энергетического баланса ЛУ и КС;

3. Ранжированные ряды для объектов ПАО «Газпром» и различных видов энергопотребляющего технологического оборудования;

4. Условия окупаемости затрат энергии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. СТО Газпром 2-3.5-113–2007. Методика оценки энергоэффективности газотранспортной системы. – М. : ИРЦ Газпром, 2007. – 59 с.

2. Р Газпром 2-3.5-281–2008. Рекомендации по выбору основного технологического оборудования для транспорта газа. – М. : ИРЦ Газпром, 2009. – 72 с.

3. Дубинский В.Г., Филатов А.А., Лопатин А.С. Теория и практика осушки полости газопроводов после испытаний. – М. : Макс Пресс, МГУ, 2012. – С. 414.

4. Щуровский В.А. Энергоемкость магистрального транспорта газа и потребности в газоперерабатывающей технике // Газотурбинные технологии. – 2009. – №10. – С. 8–11.

REFERENCES

1. STO Gazprom 2-3.5-113–2007. Metodika otsenki energoeffektivnosti gazotransportnoy sistemy [Standard of Gazprom 2-3.5-113–2007. Method of assessing the efficiency of the gas transportation system]. Moscow, IRTs Gazprom Publ., 2007. 59 p.

2. R Gazprom 2-3.5-281-2008. Otsenka oborudovaniya po metodu stoimosti zhiznennogo tsikla [R Gazprom 2-3.5-281–2008. Estimation of the equipment according to the method of the life cycle cost]. Moscow, IRTs Gazprom Publ., 2009. 72 p.

3. Dubinskiy V.G., Filatov A.A., Lopatin A.S. Teoriya i praktika osushki polosti gazoprovodov posle ispytaniy [Theory and practice of drying gas pipelines after the testing]. Moscow, Maks Press Publ., 2012, 414 p.

4. Shchurovskiy V.A. Energoyemkost' magistral'nogo transporta gaza i potrebnosti v gazoperekachivayushchey tekhnike [The energy intensity of the main transport of gas and the need for gas-compressor technique]. Gazoturbinnye tekhnologii, 2009, no. 10, pp. 8-11.

5. Sardanashvili S.A. Metody i algoritmy (truboprovodnyi transport gaza) [Methods and algorithms (pipeline transportation of gas)]. Moscow, Neft' i gaz Publ., 2005. 577 p.

10. Baryakh, A.A., Konstantinova, S.A., Asanov, V.A. Deformirovaniye solyanikh porod [The deformation of salt rocks]. Ekaterinburg, URO RAN Publ., 1996. 205 p.



УДК 622.691.4.054 (1-21ГС)

В ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ МОСКВА» СОВМЕСТНО С АО «ГАЗПРОМ ПРОМГАЗ» РАЗРАБОТАНА НОВАЯ МЕТОДОЛОГИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕЗЕРВОВ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ (ГРС). ВНЕДРЕНИЕ МЕТОДОЛОГИИ НАПРАВЛЕНО НА ВЫЯВЛЕНИЕ, ОБОСНОВАНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗЕРВОВ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ГРС ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ПОСТАВКИ ГАЗА ПОТРЕБИТЕЛЯМ, ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ ЗАГРУЗКИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГРС И ДРУГИХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ МОЩНОСТЕЙ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ, ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ГРС.

МЕТОДОЛОГИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕЗЕРВОВ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ ПАО «ГАЗПРОМ»

ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПОЗВОЛЯЕТ ФОРМАЛИЗОВАТЬ РАССЧИТАННУЮ ПРОПУСКНУЮ СПОСОБНОСТЬ ГРС ПРИ УСЛОВИИ ОБОСНОВАНИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДОЛОГИИ, ПРИВЕДЕНЫ ПРИМЕРЫ ЕЕ АПРОБАЦИИ В ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ МОСКВА».

В.А. МИХАЛЕНКО,
В.В. ТАРАСОВ,
А.В. КУЗЕМА
-
ПАО «Газпром»,
РФ, Москва

Ю.И. СПЕКТОР,
Н.В. ВАРЛАМОВ,
А.В. БЕЛИНСКИЙ,
С.Н. РЕЧИНСКИЙ,
О.И. РЕБРОВ

-
АО «Газпром промгаз»,
РФ, Москва

А.В. БАБАКОВ,
А.С. ВЕРБИЛО,
А.Н. ДЕНИСОВ,
С.А. САВИН

-
ООО «Газпром трансгаз
Москва»,
РФ, Москва
-
S.Rechinskiy@promgaz.
gazprom.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
газораспределительная
станция, пропускная
способность, математическое моделирование,
обоснование промышленной безопасности.

CAPACITY MARGIN
METHODOLOGY
FOR GAZPROM
GAS DISTRIBUTION
STATIONS

MIKHALENKO V.A.,
TARASOV V.V., KUZEMA A.V.
PAO Gazprom, RF,
Moscow,
SPEKTOR YU.I.,
VARLAMOV N.V.,
BELINSKIY A.V.,
RECHINSKIY S.N.,
REBROV O.I.
AO Gazprom
Promgaz, RF, Moscow,
BABAKOV A.V., VERBILLO A.S.,
DENISOV A.N., SAVIN S.A.
ООО Gazprom
Transgaz Moskva, RF,
Moscow
S.Rechinskiy@
promgaz.gazprom.ru

Gazprom Transgaz Moscow, in association with Gazprom Promgaz, are now coming with their new methodology targeting assessment of gas distribution station capacity margins. If implemented in full, this methodology could help identify, justify, and make better use of gas distribution operating margins, aiming to expand gas delivery to end users, improve pipeline utilisation and gas equipment efficiency, across the entire gas pipeline system, in addition to operating safety benefits. Current Russian Law assumes formal gas distribution capacity figurers to be produced provided their safe operation is well justified. This paper addresses the key methodology guidelines and summarises its initial testing by Gazprom Transgaz Moscow.

KEYWORDS:
gas distribution, capacity, models, operating safety, methodology, justification.

11
ТЫС. М³/Ч
ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ
ПРИ УРОВНЕ ДАВЛЕНИЙ
«ВХОД/ВЫХОД»
1.2 МПа /0,3 МПа

Основной характеристикой производственной мощности эксплуатируемой ГРС служит проектная производительность $Q_{пр}$ — значение возможного объема подачи газа потребителям через ГРС за один час при расчетных условиях, принятых при проектировании станции. Характеристикой загрузки ГРС является коэффициент загрузки K_z , который вычисляется как отношение максимального пикового фактического объема подачи газа через станцию Q_f к значению $Q_{пр}$. В случае если K_z близок или превышает единицу, увеличение подачи газа через ГРС недопустимо. В этом случае накладываются ограничения на подключение новых потребителей газа.

Такой подход был обусловлен тем, что в законодательстве Российской Федерации в области промышленной безопасности ранее отсутствовали действенные механизмы для обоснования безопасности эксплуатируемых опасных производственных объектов

ОСНОВНЫМ ИСТОЧНИКОМ ИНФОРМАЦИИ О ТЕХНИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ СЛУЖАТ РЕЗУЛЬТАТЫ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ – УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ТОЛЩИНОМЕТРИИ, ВИЗУАЛЬНОГО И ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КОНТРОЛЯ И ДРУГИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, А ТАКЖЕ ЗАКЛЮЧЕНИЯ О ВЫПОЛНЕНИИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УСТРАНЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ ДЕФЕКТОВ.

(ОПО), к которым относятся все ГРС, при их работе в непроектных режимах. Вместе с тем ГРС ПАО «Газпром», фактическая загрузка которых превышает проектную, исчисляются сотнями единиц. Однако это не означает, что они эксплуатируются с нарушениями технологических ограничений или работают на запредельных, с точки зрения промышленной безопасности, режимах.

Практика эксплуатации показывает, что область допустимых режимов

40
ТЫС. М³/Ч
ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ
ПРИ УРОВНЕ ДАВЛЕНИЙ
«ВХОД/ВЫХОД»
7.4 МПа /1,2 МПа

38
ТЫС. М³/Ч
ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ
ПРИ УРОВНЕ ДАВЛЕНИЙ
«ВХОД/ВЫХОД»
5.4 МПа /1,2 МПа

работы ГРС шире, чем это определено проектной документацией. Иными словами, технически возможная пропускная способность (ТВПС) ГРС может быть выше проектной производительности станции. Причин тому несколько. Так, зачастую в ранее выполненных проектах $Q_{пр}$ задана единственным значением. Однако известно, что пропускная способность ГРС существенно зависит от параметров газа и газового потока на входе и выходах станции, в частности от давления, температуры, состава газа. Так как эти параметры меняются в процессе эксплуатации, то и пропускная способность ГРС не является величиной постоянной, а зависит от условий ее работы.

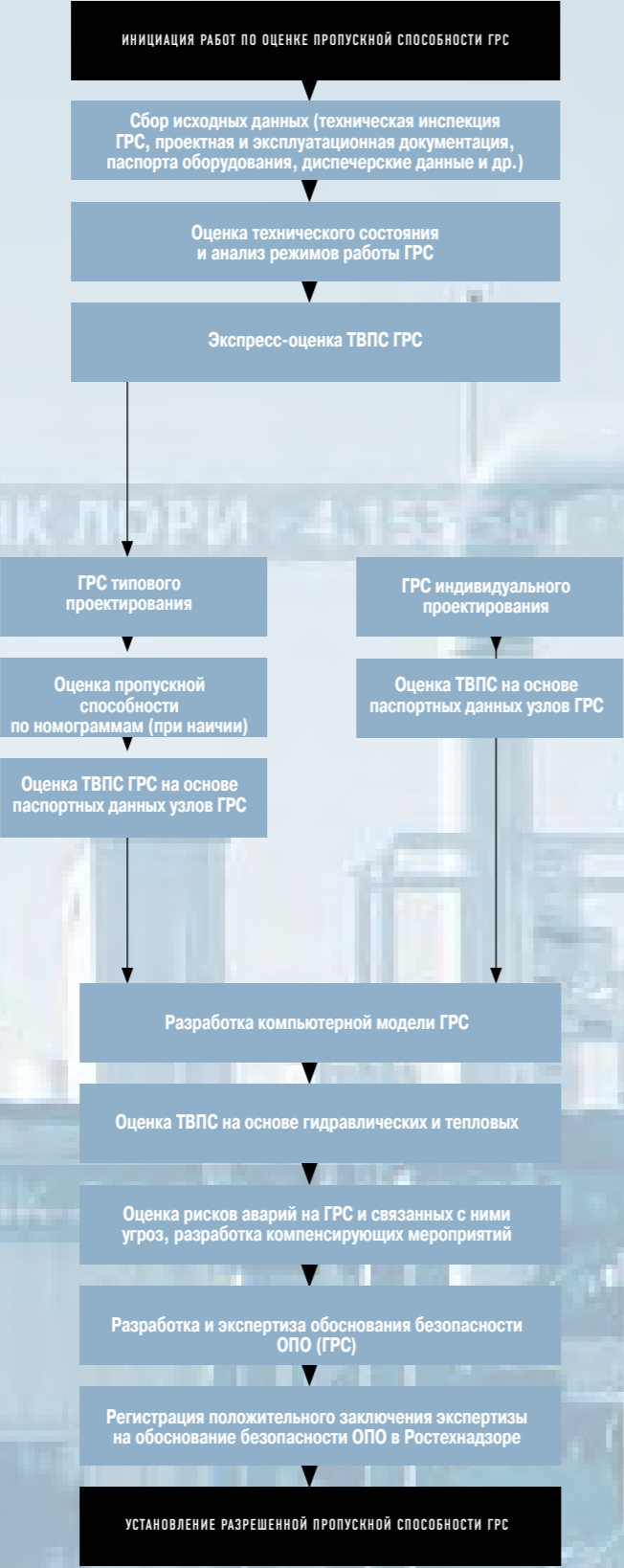
Например, для ГРС типа «АГРС-10» пропускная способность при уровне давлений «вход/выход» 1,2 МПа/0,3 МПа составляет 11 тыс. м³/ч, а при 5,4 МПа/1,2 МПа этот показатель достигает 38 тыс. м³/ч без нарушений нормального режима работы. Аналогично, для ГРС типа «Урожай-2» при уровне давлений «вход/выход» 1,2 МПа/0,6 МПа пропускная способность составляет 10 тыс. м³/ч, а при 7,4 МПа/1,2 МПа — 40 тыс. м³/ч. Фактически $Q_{пр}$ следует рассматривать не как максимально возможную, а как номинальную производительность станции.

Другая причина заключается в том, что при проектировании и строительстве ГРС зачастую используются типовое технологическое оборудование

и технические решения, как правило, рассчитанные на большую пропускную способность, чем это было указано в заданиях на проектирование. Имеется также и ряд других причин, обуславливающих возможности эксплуатации ГРС с превышением производительности, обозначенной в проекте или паспорте ГРС.

Федеральным законом от 4 марта 2013 г. № 22-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» в законодательство о промышленной безопасности внесены изменения, которые ввели понятие обоснования безопасности ОПО (далее — обоснование безопасности). В п. 4 ст. 3 Федерального закона [1] указано, что в случае, если при эксплуатации ОПО требуется отступление от требований промышленной безопасности, установленных федеральными нормами и правилами (ФНП) в области промышленной безопасности, таких требований недостаточно и (или) они не установлены, то в обосновании безопасности могут быть установлены требования промышленной безопасности к эксплуатации такого ОПО. В случае эксплуатации ГРС с превышением Qпр речь идет о несоответствии параметров эксплуатации положениям раздела IV «Требования промышленной безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» ФНП [2]. В частности, данным разделом установлено, что технологический процесс на ОПО должен соответствовать проектным решениям.

ФНП [3] установили обязательные требования к обоснованию безопасности и к содержанию документа. Ключевое значение для обоснования безопасности ГРС при эксплуатации с превышением $Q_{пр}$ имеет раздел, в котором определяются условия безопасной эксплуатации ОПО. Данный раздел должен содержать сведения о режимах нормальной эксплуата-



ции ОПО с указанием предельных значений параметров эксплуатации. Для эксплуатируемой ГРС при соответствующем обосновании в качестве предельного значения может быть установлена максимальная (технически возможная) пропускная способность. В статистической отчетности ПАО «Газпром» для предельной пропускной способности ГРС введено понятие «разрешенная пропускная способность».

Указанные нормы законодательства послужили основой для формирования новой методологии определения резервов пропускной способности ГРС. Методология предусматривает:

Установление разрешенной пропускной способности ГРС на основе обоснования безопасности;

разработку и реализацию компенсирующих мероприятий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию ГРС.

Необходимость оценки пропускной способности ГРС и ее резервов возникает при решении различных задач. Наиболее актуальной задачей является оценка возможности дополнительной подачи газа потребителям. Вместе с тем потребность в определении пропускной способности может появляться и при решении иных задач, таких как:

Определение максимального значения пропускной способности ГРС и выявление технологически обоснованных резервов;

Выявление «узких» мест ГРС, ограничивающих возможности увеличения подачи газа потребителям, и разработка

мероприятий по их устранению;

Оценка пропускной способности при увеличении давления газа на выходах станции;

Оценка соблюдения нормативных технологических ограничений (например, по скорости потока газа в трубопроводной обвязке (ТПО) согласно [4]);

Обоснование необходимости реконструкции ГРС с увеличением производительности и др.

как проводимых научно-исследовательских работ (НИР) подготовлено и апробировано специализированное программное обеспечение для моделирования и оптимизации режимов работы ГРС.

Основные этапы работ по определению технически возможной пропускной способности (ТВПС) ГРС, реализующие положения предложенной методологии, приведены на рис. 1. Рассмотрим их более подробно.

Ключевым этапом является сбор исходных данных, необходимых для проведения работ по выявлению пропускной способности, указанных в блок-схеме на рис. 1. Сбор данных осуществляется в результате выездной технической инспекции ГРС, получения проектной документации и паспортов основного технологического оборудования, изучения специализированной литературы и баз данных по оборудованию ГРС. Состав исходных данных от завода-изготовителя ГРС или производителя конкретного технологического оборудования должен включать сведения о проектных (заводских) режимно-технологических характеристиках ГРС. Перечень исходных данных от эксплуатирующей организации должен включать конструкторско-технологическую документацию,

1. Основные этапы работ по определению технически возможной пропускной способности газораспределительной станции

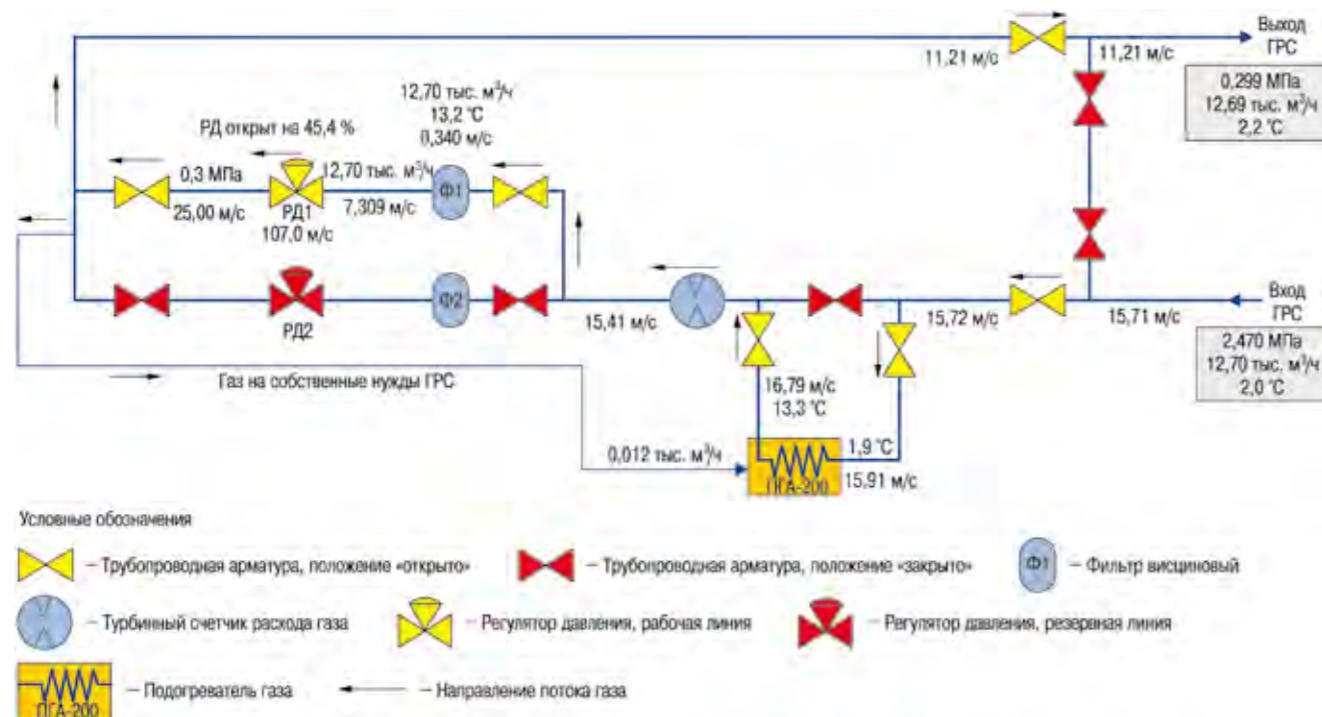


Рис. 2. Схема с результатами расчета технической возможной пропускной способности ГРС «Погар»

паспортные данные, результаты регламентных и специальных диагностических обследований, параметры фактических среднесуточных и часовых технологических режимов функционирования ГРС.

Основным источником информации о техническом состоянии служат результаты ранее проведенных диагностических обследований — ультразвуковой толщинометрии, визуального и измерительного контроля и других исследований, а также заключения о выполнении компенсирующих мероприятий по устранению выявленных дефектов. В результате оценки технического состояния формируется заключение о соответствии рассматриваемой ГРС требованиям нормативных документов, а также экспертное мнение о технической возможности увеличения подачи газа потребителям. Выявляются проблемные места с целью их учета при подготовке компенсирующих

мероприятий для обеспечения безопасной эксплуатации ГРС.

Результаты указанных работ являются основой для проведения оценки ТВПС ГРС, которая выполняется с применением аналитического и (или) расчетного методов.

Аналитический метод применяется для экспресс-оценки ТВПС на основе результатов определения пропускной способности узлов ГРС. Для каждого узла ГРС (подогревателя, фильтра, регулятора давления газа и др.) определяется максимальная пропускная способность. Оценка пропускной способности узлов выполняется различными способами. Например, оценка пропускной способности узла замера газа может быть выполнена по расчетным формулам, приведенным заводами-изготовителями в паспортной документации. Расчет регулятора давления газа может быть выполнен с использованием известных зависимостей между рас-

ходом газа и давлением газа на его входе и выходе, с использованием коэффициентов пропускной способности регулятора. Пропускную способность других узлов можно определить, используя соответствующие номограммы. ТВПС ГРС оценивается как наименьшее из значений пропускной способности каждого из ее элементов.

Таким образом, для экспресс-оценки ТВПС ГРС не требуется привлечение развитого математического аппарата и специализированных программных продуктов. Однако к основному недостатку данного метода следует отнести относительно низкую точность результатов оценки, отсутствие возможности детального расчета режима работы ГРС в целом и отдельных его элементов, с учетом их взаимодействия между собой в реальном технологическом процессе.

Следует отметить, что для ряда ГРС типового проектирования

экспресс-оценка пропускной способности может быть выполнена по специальной номограмме. Она позволяет определить максимальный возможный расход газа через ГРС при заданных значениях давления газа на входе и выходе станции. Однако точность оценки, как правило, невысока, так как известно, что даже ГРС типового проектирования могут конструктивно отличаться друг друга.

Таким образом, аналитический метод не позволяет с требуемой точностью оценить ТВПС ГРС, но его результаты являются основой для компьютерного моделирования ГРС.

Компьютерное моделирование выполняется с целью расчета оптимальных параметров функционирования ГРС, которые обеспечивают максимальный технически возможный расход газа на выходах станции при соблюдении баланса потоков газа во всех элементах расчетной

схемы и заданных технологических ограничений. Например, одним из основных ограничений является скорость газового потока в ТПО, регламентированная стандартом [4]. Для проведения расчетов разрабатывают математическую модель ГРС, адаптированную к фактическим режимам работы станции. В результате расчетов получают значения ТВПС станции в целом, а также параметры расчетного режима каждого элемента ГРС (к расчетным параметрам относятся значения давления, температуры, расхода газа на входе и выходе каждого элемента ГРС, режимы его работы, включая скорость газового потока, параметры газа в узловых точках и др.). Результаты расчета позволяют оценить режим работы как станции в целом, так и каждого элемента в отдельности, выявить особенности режима, «узкие» места.

Пример расчетной схемы с визуализацией результатов расчетов

пропускной способности ГРС приведен на рис. 2.

Расчеты проведены для ГРС «Погар» Брянского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Москва», 1971 г., тип ГРС «ТР-886», Q_{пр} = 8 тыс. м³/ч, р_{вх} = 0,3 МПа. Фактический расход газа для ГРС «Погар» в период пикового газопотребления превышает проектное значение.

Целью расчетов являлось определение ТВПС ГРС «Погар» при фактически сложившихся значениях давления газа на входе и выходе ГРС и заданных технологических ограничениях (скорость газа в ТПО не более 25 м/с согласно [4], скорость течения газа в фильтрах не более 0,6 м/с и др.).

В результате расчета была определена ТВПС ГРС «Погар», равная 12,7 тыс. 3/ч. При этом расчетная скорость потока газа в ТПО на участке после регулятора давления составила 25 м/с,

РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ НЕКОТОРЫХ ПИЛОТНЫХ ГРС ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ МОСКВА» ПОКАЗАЛИ, ЧТО ОНИ МОГУТ БЕЗОПАСНО ЭКСПЛУАТИРОВАТЬСЯ С РАСХОДАМИ, ПРЕВЫШАЮЩИМИ Q_{ПР} ДО

70%



СТЕПЕНЬ ОТКРЫТИЯ РЕГУЛЯТОРА ДАВЛЕНИЯ ГАЗА

НЕ БОЛЕЕ 70%



к примеру, обеспечить возможность подключения к системе газоснабжения 2500-3000 новых домовладений со средней отапливаемой площадью 80-90 м². Для дальнейшего увеличения пропускной способности потребуются реконструкция ГРС.

Таким образом, результаты компьютерного моделирования ГРС позволяют оценить возможность ее работы с превышением $Q_{пр}$. Однако, как было показано ранее, эксплуатация с такими расходами требует разработки обоснования безопасности. При моделировании применены расчетные методы и алгоритмы, приведенные в монографии [5].

Обоснование безопасности ГРС согласно ФНП [3] должно содержать характеристику технологического оборудования ГРС и технологических процессов, результаты расчета ТВПС, оценки риска аварии и связанной с ним угрозы, требования к эксплуатации ГРС и условия безопасной эксплуатации, перечень организационных и технических мер безопасной эксплуатации ГРС, обоснование решения о безопасной эксплуатации ГРС. Разработка обоснования безопасности должна выполняться проектной организацией, имеющей допуск к определенным видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства.

В соответствии со ст. 3 Федерального закона [1] обоснование безопасности, а также изменения, вносимые в него, подлежат экспертизе промышленной безопасности (ЭПБ). Положительное заключение ЭПБ регистрируется территориальным органом Ростехнадзора. После завершения процедуры регистрации положительного заключения ЭПБ эксплуатирующая организация должна провести ряд организационных и технических процедур по выполнению компенсирующих мероприятий для обеспечения безопасной эксплуатации ГРС, а также по внесению соответствующих изменений в учетную и отчетную документацию ГРС. По результатам выполнения данных работ принимается решение об установлении для ГРС значения разрешенной пропускной способности.

Рассмотренные положения новой методологии апробированы в рамках НИР, выполненных ООО «Газпром трансгаз Москва», АО «Газпром промгаз» и РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина при методическом руководстве профильного Департамента ПАО «Газпром». Результаты оценки пропускной способности некоторых пилотных ГРС ООО «Газпром трансгаз Москва» показали, что они могут безопасно эксплуатироваться с расходами, превышающими $Q_{пр}$ до 70%.

В рамках НИР исследован комплекс вопросов, связанных с эксплуатацией ГРС с превышением $Q_{пр}$, в том числе вопросы изменения шумовых воздействий при увеличении скоростей потока газа в элементах ГРС, влияние высоких скоростей на износ ТПО и др.

Впервые на примере ГРС «Погар» Брянского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Москва» разработано обоснование безопасности ОПО. Результаты обоснования подтвердили возможность безопасной эксплуатации этой ГРС с пропускной способностью, на 59% превышающей $Q_{пр}$. Обоснование было направлено в установленном порядке на экспертизу промышленной безопасности в специализированную экспертную организацию. По результатам экспертизы получено положительное заключение, которое зарегистрировано Центральным управлением Ростехнадзора. Для ГРС «Погар» установлено значение разрешенной пропускной способности, гарантирующее возможность поставки газа потребителям в объеме свыше проектной производительности станции без проведения дорогостоящей реконструкции. Таким образом, на примере работ, проведенных для ГРС «Погар», разработанная методология получила практическое внедрение. Планируется дальнейшее проведение аналогичных работ для других ГРС ООО «Газпром трансгаз Москва».

Опыт, полученный при проведении указанной НИР, лег в основу разработанного стандарта ООО «Газпром трансгаз Москва» «Методические рекомендации по определению технической возможной производительности газораспределительных станций».

В заключение следует отметить, что внедрение предложенной методологии позволяет выявить обоснованные резервы пропускной способности ГРС и повысить уровень загрузки существующих мощностей за счет поставки дополнительных объемов газа потребителям.

В ЗАКЛЮЧЕНИЕ СЛЕДУЕТ ОТМЕТИТЬ, ЧТО ВНЕДРЕНИЕ ПРЕДЛОЖЕННОЙ МЕТОДОЛОГИИ ПОЗВОЛЯЕТ ВЫЯВИТЬ ОБОСНОВАННЫЕ РЕЗЕРВЫ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ГРС И ПОВЫСИТЬ УРОВЕНЬ ЗАГРУЗКИ СУЩЕСТВУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ ЗА СЧЕТ ПОСТАВКИ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ГАЗА ПОТРЕБИТЕЛЯМ.

25

М/С
РАСЧЕТНАЯ СКОРОСТЬ
ПОТОКА ГАЗА
ПОСЛЕ РЕГУЛЯТОРА
ДАВЛЕНИЯ

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». – СПб. : ДИАИ, 2013. – 56 с.
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов». – М. : Альвис, 2014. – 32 с.
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта». – М. : Альвис, 2014. – 16 с.
4. СТО Газпром 2-3.5-051–2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов». – М. : ИРЦ Газпром, 2006. – 197 с.
5. Сарданашвили С. А. Методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа). – М. : Нефть и газ, 2005. – 577 с.

REFERENCES

1. Federal'nyi zakon ot 21.07.1997 № 116-FZ «O promyshlennoy bezopasnosti opasnykh proizvodstvennykh ob'ektov» [The Federal Law of 21.07.1997 № 116-FZ «On industrial safety of hazardous production facilities». St.Petersburg, DIAN Publ., 2013. 56 p.
2. Federal'nye normy i pravila v oblasti promyshlennoy bezopasnosti «Pravila bezopasnosti dlya opasnykh proizvodstvennykh ob'ektov magistral'nykh truboprovodov», utverzhdennye prikazom Rostekhnadzora ot 06.11.2013 № 520 [Federal rules and regulations in the field of industrial safety "Safety regulations for hazardous production facilities of trunk pipelines," approved by the order of the RTN of 06.11.2013 № 520]. Moscow, Al'vis Publ., 2014. 32 p.
3. Federal'nye normy i pravila v oblasti promyshlennoy bezopasnosti «Obshchiye trebovaniya k obosnovaniyu bezopasnosti opasnogo proizvodstvennogo ob'ekta», utverzhdennye prikazom Rostekhnadzora ot 15.07.2013 № 306 [Federal rules and regulations in the field of industrial safety, "General requirements for the safety analysis of hazardous production facilities", approved by order of the RTN of 15.07.2013 № 306]. Moscow, Al'vis Publ., 2014. 16 p.
4. STO Gazprom 2-3.5-051–2006. Normy tekhnologicheskogo proektirovaniya magistral'nykh gazoprovodov [Standard of Gazprom 2-3.5-051–2006. Norms of technological designing of trunk gas pipelines]. Moscow, IRTs Gazprom Publ., 2006. 197 p.
5. Sardanashvili S.A. Metody i algoritmy (truboprovodnyi transport gaza) [Methods and algorithms (pipeline transportation of gas)]. Moscow, Neft' i gaz Publ., 2005. 577 p.

УДК 622.691.4

ЗНАЧИТЕЛЬНОЕ ЧИСЛО ПРОЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕКОНСТРУКЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ (МГ) ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ В СТЕСНЕННЫХ УСЛОВИЯХ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХСЯ ПРОХОЖДЕНИЕМ ТРАССЫ МГ ПО ТЕРРИТОРИИ ГОРОДОВ И НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ; НАЛИЧИЕМ НЕНОРМАТИВНЫХ СБЛИЖЕНИЙ С ОБЪЕКТАМИ ГРАЖДАНСКОГО И ПРОМЫШЛЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ; НЕСОБЛЮЖДЕНИЕМ ТРЕБУЕМЫХ РАССТОЯНИЙ ПРИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ ПРОКЛАДКЕ МГ В ОДНОМ ТЕХНИЧЕСКОМ КОРИДОРЕ С СУЩЕСТВУЮЩИМИ КОММУНИКАЦИЯМИ И ДЕЙСТВУЮЩИМИ ГАЗОПРОВОДАМИ. СТЕСНЕННЫЕ УСЛОВИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ МГ ОБУСЛОВЛИВАЮТ НЕОБХОДИМОСТЬ ПЕРЕСМОТРА ОБЩИХ ПОДХОДОВ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ МГ, ТАК КАК В УКАЗАННЫХ УСЛОВИЯХ ВОЗРАСТАЕТ НЕ ТОЛЬКО РИСК УВЕЛИЧЕНИЯ ЧИСЛА ПОСТРАДАВШИХ В СЛУЧАЕ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИИ, НО ТАКЖЕ ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИИ ВВИДУ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ.

УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

ПРОВОДИМЫЙ НА ЭТАПЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ АНАЛИЗ КОМБИНАЦИЙ ФАКТОРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА ЕДИНИЧНОМ УЧАСТКЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ПОЗВОЛЯЕТ СПРОГНОЗИРОВАТЬ И ПРЕДУПРЕДИТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЕ АВАРИИ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МГ, ЧТО, В СВОЮ ОЧЕРЕДЬ, ПРЕДОСТАВЛЯЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ РИСКОМ.

А.М. РЕВАЗОВ

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, РФ, Москва

С.Т. АЛЕКПЕРОВА

Группа Компаний «СЕРКОНС» РФ, Москва AlekperovaST@serconsrus.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

магистральный газопровод, линейная часть, факторы эксплуатации, прогнозирование риска аварии, управление риском.

MAJOR GAS PIPELINE EMERGENCY RISK MANAGEMENT

REVAZOV A.M.

Gubkin Oil and Gas University, RF, Moscow

ALEKPEROVA S.T.

Group of Companies SERKONS, RF, Moscow AlekperovaST@serconsrus.com

Significant numbers of gas pipeline construction and upgrade projects are known to be associated with space-limited environments as many routes are passing through densely populated areas and appear to be in close proximity to other civil and industry facilities; moreover, spacing rules appear often violated when it is necessary to lay new lines within the same right-of-way with other existing communications including pipelines. Confined areas typical of many pipeline projects call for extensive revision of general approaches to facility security as any emergency could potentially be the source of major casualties. Initial analysis of various emergency drive combinations, at gasline project design stage, enables to predict and helps avoiding potential emergencies which, in turn, is set to benefit project risk management performance

KEYWORDS:

gas pipeline, reliability, operation factors, emergencies, risks, prediction, projects.



ВМЕСТЕ С ТЕМ ОЧЕВИДНО, ЧТО ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ОБЪЕКТИВНОЙ КАРТИНЫ СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДА, ПОДВЕРЖЕННОГО ВЛИЯНИЮ ВНЕШНИХ ФАКТОРОВ, НЕОБХОДИМ АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ КОМБИНАЦИЙ ФЭ НА ЕДИНИЧНОМ УЧАСТКЕ МГ

Прогнозирование безопасной эксплуатации МГ неотъемлемо связано с анализом факторов, определяющих условия эксплуатации и провоцирующих аварийность линейной части. Планирование мероприятий, направленных на обеспечение безопасности и повышение надежности МГ в условиях влияния негативных факторов эксплуатации (ФЭ) [1], позволяет управлять риском с учетом финансовых затрат и в значительной степени снизить негативные последствия в случае возникновения аварии. Рассматривая ФЭ, провоцирующие аварийность на МГ, как определяющие уровень риска, можно не только спрогнозировать риск аварии, используя различные подходы к моделированию, но также оценить его приемлемость с точки зрения капитальных вложений в мероприятия по снижению влияния данных факторов.

В связи с этим весьма актуально утверждение авторов [2]: «... Подчеркнем, что соответствие стартового риска уровню приемлемого риска не есть аргумент

для предпочтения этого проекта другим, не отвечающим приемлемому уровню риска. Если вообще считать риск возможным (а не руководствоваться принципом душевного спокойствия), то проекты с высоким исходным риском могут оказаться более выгодными, чем абсолютно надежные проекты, благодаря управлению риском...». Гарантацией эффективного управления риском является наличие исчерпывающей информации о конкретных ФЭ, провоцирующих аварийность на МГ, а также о параметрах (предпосылках) этих факторов.

Широко применяемая в зарубежной практике концепция менеджмента риска нашла отражение в отечественном подходе в 2012 г. в виде серии национальных стандартов ГОСТ Р [3–7]. Положения, изложенные в указанных стандартах, носят универсальный характер и применимы, в том числе, при идентификации рисков на опасных производственных объектах МГ.

Ключевые положения указанных ГОСТов получили новую интерпретацию в следующих документах:

Руководстве по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденных Приказом Ростехнадзора от 13 мая 2015 г. № 188;

Руководстве по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов», утвержденном Приказом Ростехнадзора от 7 ноября 2014 г. № 500.





РЕШЕНИЕМ ЗАДАЧИ КЛАСТЕРНОГО АНАЛИЗА ЯВЛЯЕТСЯ РАЗБИЕНИЕ, УДОВЛЕТВОРЯЮЩЕЕ НЕКОТОРОМУ КРИТЕРИЮ ОПТИМАЛЬНОСТИ. В ПРОВОДИМОМ ИССЛЕДОВАНИИ – МАКСИМАЛЬНОМУ СОЧЕТАНИЮ ФЭ НА ЕДИНИЧНОМ УЧАСТКЕ МГ

Авторами [8–10] также проведен ряд исследований по выявлению причин аварийности на линейной части магистральных трубопроводов. Применительно к магистральным газопроводам принципы количественной оценки анализа риска изложены в отраслевых методических рекомендациях [11]. Рекомендации, содержащиеся в указанных документах, представляются значимыми в контексте рассмотрения вопросов обеспечения безопасности МГ и находят практическое применение.

В соответствии с указанными документами процесс оценки риска аварий включает разработку мероприятий по снижению риска на различных стадиях жизненного цикла МГ. Данные мероприятия закладываются на этапе разработки проектной документации. Дополнительные мероприятия для случаев вынужденных отступлений от требований национальных сводов правил содержатся в специальных технических усло-

виях, являющихся неотъемлемой частью проектной документации. Необходимо отметить, что идентификация риска возникновения аварии на линейной части МГ, проводимая на этапах проектирования и строительства, не всегда является гарантией обеспечения его безопасной эксплуатации. Нередко уже после строительства и ввода МГ в эксплуатацию, когда трубопровод оказывается под влиянием различных ФЭ, становится очевидной необходимость компенсации данных факторов мероприятиями, не предусмотренными в проектной документации. В этом случае для эксплуатирующей организации становится актуальным вопрос принятия решений в части выбора наиболее приемлемых, с учетом финансовых затрат, компенсирующих мероприятий.

Задача принятия решения при этом не ограничивается областью из двух возможных вариантов (полная замена участка трубопровода

или использование превентивных мер организационного характера).

Авторами [2] рассмотрен подход к организации мероприятий по предотвращению аварий, основанный на концепции экономически приемлемого риска, и определены основные принципы концепции приемлемого риска. В основу концепции заложен принцип перехода от требования абсолютной надежности к допущению некоторого приемлемого риска. Предлагаемая реализация концепции состоит из двух процедур: оценки уровня риска и управления риском.

Процессу оценки уровня риска предшествует этап идентификации опасностей. Вместе с тем очевидно, что для получения объективной картины состояния газопровода, подверженного влиянию внешних факторов, необходим анализ возможных комбинаций ФЭ на единичном участке МГ. На первом этапе решения поставленной задачи необходимо выявить

закономерности между ФЭ. В рассматриваемом случае важным представляется как установление форм зависимостей между ФЭ, так и выявление степени связи причин аварийности на МГ. Установление форм зависимостей (положительная, отрицательная, линейная, нелинейная) осуществляется с применением регрессионного анализа. К основным целям регрессионного анализа относятся:

Определение степени детерминированности вариации критериальной (зависимой) переменной предикторами (независимыми переменными);

Предсказание значения зависимой переменной с помощью независимой;

Определение вклада отдельных независимых переменных в вариацию зависимой.

Регрессионный анализ нельзя использовать для определения наличия связи между переменными, поскольку наличие такой связи и есть предпосылка для применения анализа. При определении функции регрессии важно не только указать общую тенденцию изменения зависимой переменной, но и выяснить, каково было бы действие ФЭ в отсутствие прочих факторов. Следует отметить, что при построении уравнения множественной линейной регрессии необходимо учитывать, что:

Искомые ФЭ имеют фиксированные значения до тех пор, пока не выявлен факт несоблюдения минимально допустимых расстояний (МДР);

Одновременное наличие всех ФЭ, провоцирующих аварийность по причинам «Воздействия природного происхождения» и «Механические воздействия», невозможно ввиду их взаимоисключающего характера;

Реализация аварии той или иной причине возможна под влиянием разнородных ФЭ;

Наличие одного ФЭ может спровоцировать несколько причин аварийности.



В общем случае уравнение множественной линейной регрессии имеет вид:

$$y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + \dots + b_{22}x_{22} \quad (1)$$

где y – зависимая переменная; $x_1 \dots x_{22}$ – независимые переменные, характеризующие ФЭ; $b_1 \dots b_{22}$ – коэффициенты регрессии.

Для случая фиксированных значений ФЭ (без влияния дополнительных факторов) зависимость y от x проявляется в изменении средних значений y при изменении x , хотя при каждом фиксированном наборе значений x величина y остается случайной величиной с непрерывным распределением:

$$y = m(x_1 + x_2 + \dots + x_{22}). \quad (2)$$

Уравнение регрессии для нескольких ФЭ позволяет установить статистическую взаимосвязь между ними и, в случае ее устойчивости, проводить аналитические и прогнозные оценки. Для случаев несоблюдения минимально допустимых расстояний имеет место стохастическая зависимость. При этом в матричной записи уравнение (1) имеет вид:

$$Y = \beta X + \gamma, \quad (3)$$

где Y – вектор значений переменной; X – матрица независимых переменных; β – вектор параметров; γ – вектор случайных отклонений.

Доля вклада каждого ФЭ в суммарное влияние всех факторов определяется дельта-коэффициентами [1] по формуле:

$$\left. \begin{aligned} \Delta_j &= \frac{r_j \beta_j}{R^2}; \sum_k \Delta_k = 1 \\ R^2 &= r_1 \beta_1 + r_2 \beta_2 \dots + r_{22} \beta_{22} \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

где r_j – коэффициент парной корреляции между i -м фактором и зависимой переменной; β_j – параметр j -й переменной; R^2 – коэффициент множе-

ственной детерминации; k – число оцениваемых параметров функции.

Для устранения различий в степени вариативности ФЭ и дополнительного фактора (несоблюдение МДР) используется коэффициент регрессии (бета-коэффициент) в стандартизированном виде:

$$\beta_j^{ст} = b_j \frac{S_y}{S_x}, \quad (5)$$

где b_j – коэффициент регрессии при j -й переменной; S_j – оценка среднеквадратического отклонения j -й переменной; S_y – оценка среднеквадратического отклонения независимой переменной. Коэффициент регрессии показывает, на какую часть среднеквадратического отклонения меняется среднее значение зависимой переменной с изменением величины несоблюдения МДР на одно среднеквадратическое отклонение при фиксированном значении ФЭ. Корреляционная зависимость – это статистическая взаимосвязь двух или более случайных величин.

В проводимом исследовании корреляционный анализ применялся с целью:

Измерения степени связи двух и более причин возникновения аварии на МГ;

Отбора ФЭ, оказывающих наиболее существенное влияние на результативный признак.

Корреляция не выявляет причинных связей между причинами возникновения аварий на МГ, но устанавливает численное значение этих связей и достоверность суждения об их наличии.

Рассмотрим всю совокупность данных как множество переменных (ФЭ), каждая из которых содержит n наблюдений [2]: x_{jk} – наблюдение i переменной k ; \bar{x}_k – среднее значение k -й переменной; $i = 1 \dots n$. Основными средствами анализа являются коэффициенты корреляции (парные, частные, множественные). Парный коэффициент корреляции между двумя ФЭ (K -й и L -й факторы) определяют по формуле:

$$r_{KL} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_{ik} - \bar{x}_k)(x_{il} - \bar{x}_l)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_{ik} - \bar{x}_k)^2 \sum_{i=1}^n (x_{il} - \bar{x}_l)^2}}. \tag{6}$$

Частный коэффициент корреляции характеризует тесноту линейной связи двух ФЭ при фиксированном значении j -го фактора и определяется по формуле:

$$r_{KLj} = \frac{r_{KL} - r_{Kj} - r_{Lj}}{\sqrt{(1 - r_{Kj})^2 (1 - r_{Lj})^2}}. \tag{7}$$

Проведенный анализ позволил выявить:

- Взаимосвязь ФЭ на единичном участке МГ;
- Долю вклада каждого ФЭ в суммарное влияние всех факторов;
- Регрессионные зависимости между причиной аварии и ее натуральными составляющими – ФЭ;
- Влияние факта несоблюдения МДР на критичность ФЭ.

Результаты расчетов показали, что наибольшая взаимосвязь наблюдается между фактом несоблюдения МДР и факторами «Воздействия при осуществлении плановых работ» и «Нарушение правил пользования охранной зоной газопровода». Для определения комбинации ФЭ на единичном участке МГ применялся метод факторного и кластерного анализов. С помощью факторного ана-

лиза возможно выявление скрытых переменных факторов, отвечающих за наличие линейных статистических корреляций между наблюдаемыми переменными. Применение факторного анализа было нацелено на следующее:

Более глубокое исследование корреляционных связей между ФЭ;

Выявление на основании корреляционных связей возможных сочетаний ФЭ.

При определении возможных сочетаний ФЭ на единичном участке МГ принималась во внимание необходимость обеспечения однородности участка МГ с учетом следующих условий:

Единая конструктивная схема газопровода (способ прокладки МГ, отсутствие компенсаторов в случае надземной прокладки МГ);

Постоянство геометрических характеристик труб: диаметр трубы (мм), толщина стенки трубы (мм), площадь сечения (см²), площадь боковой поверхности (см²);

Постоянство физико-механических свойств труб (класс прочности труб, значение ударной вязкости, уровень кольцевых напряжений);

Однородность грунтово-геологических условий.

Решением задачи кластерного анализа является разбиение, удовлетворяющее некоторому критерию оптимальности. В проводимом исследовании – максимальному сочетанию ФЭ на единичном участке МГ. Выбор максимума осуществлялся с применением подходов, лежащих в основе метода самоорганизации

и обучения при моделировании техногенного риска, а именно – дискриминантного анализа [2]. В данном методе основанием отнесения объекта к определенному классу является наибольшее распределение функции плотности нормального распределения среди всех возможных вариантов. В первом приближении, не принимая во внимание значения критичности ФЭ [1], были получены четыре кластера, наиболее критичный из которых описывается сочетанием следующих факторов:

Несоблюдение требований нормативных документов при изготовлении труб и оборудования;

Несоблюдение правил приемки готовых труб и оборудования;

Нарушение норм и правил осуществления работ при строительстве;

Отступления от проектных решений;

Некачественная внутритрубная диагностика (ВТД) перед вводом МГ в эксплуатацию;

Неполное удовлетворение условиям эксплуатации применяемых защитных коррозионностойких покрытий;

Недостаточный мониторинг состояния трубы в процессе эксплуатации;

Недостаточная компетентность эксплуатирующего персонала;

Некачественное проведение аттестации персонала;

Несвоевременное обновление технологического регламента по безопасной эксплуатации МГ;

Несоблюдение сроков эксплуатации;



Сейсмическая активность района строительства;

Высокая грозовая активность района строительства;

Нарушение устойчивости конструкций ввиду воздействия сильных порывов ветра;

Низкая несущая способность грунтов;

Воздействия при осуществлении плановых работ;

Нарушение правил пользования охранной зоной газопровода;

Подземная прокладка МГ без защитного футляра при переходе через железные дороги.

Усугубление влияния негативных факторов эксплуатации в условиях несоблюдения МДР обуславливает необходимость разработки комплекса мероприятий, направленных на эффективное управление риском, факт наличия которого в указанных условиях неизбежен. При этом состав мероприятий должен рассматриваться комплексно и учитывать экономическую целесообразность затрат на предотвращение аварии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ревазов А.М., Алекперова С.Т. Идентификация и оценка влияния факторов эксплуатации, провоцирующих аварийность на магистральных газопроводах // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 3. – с. 39–42.
2. Седых А.Д., Апостолов А.А., Кучин Б.Л. Идентификация риска линейной части магистральных газопроводов. – М.: Газоил пресс, 2001. – 175 с.
3. ГОСТ Р 54141–2010. Национальный стандарт Российской Федерации. Менеджмент рисков. Руководство по применению организационных мер безопасности и оценки рисков. Эталонные сценарии инцидентов. – М.: Стандартинформ, 2012. – 48 с.
4. ГОСТ Р 54142–2010. Национальный стандарт Российской Федерации. Менеджмент рисков. Руководство по применению организационных мер безопасности и оценки рисков. Методология построения универсального дерева событий. – М.: Стандартинформ, 2012. – 40 с.
5. ГОСТ Р 54143–2010. Национальный стандарт российской федерации. Менеджмент рисков. Руководство по применению организационных мер безопасности и оценки рисков. Промышленные инциденты. – М.: Стандартинформ, 2012. – 79 с.
6. ГОСТ Р 54144–2010. Национальный стандарт российской федерации. Менеджмент рисков. Руководство по применению организационных мер безопасности и оценки рисков. Идентификация инцидентов. – М.: Стандартинформ, 2012. – 30 с.
7. ГОСТ Р 54145–2010. Национальный стандарт российской федерации. Менеджмент рисков. Руководство по применению организационных мер безопасности и оценки рисков. Общая методология. – М.: Стандартинформ, 2012. – 38 с.
8. Ревазов А.М. Анализ чрезвычайных и аварийных ситуаций на объектах магистрального газопроводного транспорта и меры по предупреждению их возникновения и снижению последствий // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2010. – № 1. – с. 68–72.
9. Ревазов А.М., Чухарева Н.В., Миронов С.А., Тихонова Т.А. Причины аварийных ситуаций при длительной эксплуатации магистральных трубопроводов в условиях Крайнего Севера // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2011. – № 2. – с. 56–60.
10. Ревазов А.М., Чухарева Н.В., Рудаченко А.В., Дмитриенко В.В. Динамика аварийности объектов магистральных трубопроводов, эксплуатируемых на территории сибирского и дальневосточных регионов // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2012. – № 2. – с. 35–38.
11. СТО Газпром 2-2.3-351–2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». – М.: ОАО «Газпром», 2009. – 387 с.

УСУГУБЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕГАТИВНЫХ ФАКТОРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ В УСЛОВИЯХ НЕСОБЛЮДЕНИЯ МДР ОБУСЛОВЛИВАЕТ НЕОБХОДИМОСТЬ РАЗРАБОТКИ КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ, ФАКТ НАЛИЧИЯ КОТОРОГО В УКАЗАННЫХ УСЛОВИЯХ НЕИЗБЕЖЕН.



REFERENCES

1. Revazov A.M., Alekperova S.T. Identifikatsiya i otsenka vliyaniya faktorov ekspluatatsii, provotsiruyushchikh avariynost' na magistral'nykh gazoprovodakh [The identification and assessment of impact of operation factors, provoking accidents at main gas pipelines]. Upravleniye kachestvom v neftegazovom komplekse, 2015, no. 3, pp. 39–42.
2. Sedych A.D., Apostolov A.A., Kuchin B.L. Identifikatsiya riska lineynoy chasti magistral'nykh gazoprovodov [Identification of the risk of the linear part of main gas pipelines]. Moscow, Gazoil Press Publ., 2001.175 p.
3. GOST R 54141–2010. Menedzhment riskov. Rukovodstvo po primeneniyu organizatsionnykh mer bezopasnosti i otsenki riskov. Etalonnye stsenarii insidentov [State Standard R 54141–2010. Risk management. Guidance on the application of organizational security measures and risk assessment. Reference scenarios of incidents]. Moscow, Standartinform Publ., 2012. 48 p.
4. GOST R 54142–2010. Menedzhment riskov. Rukovodstvo po primeneniyu organizatsionnykh mer bezopasnosti i otsenki riskov. Metodologiya postroyeniya universal'nogo dereva sobyitij [State Standard R 54142–2010. Risk management. Guidance on the application of organizational security measures and risk assessment. Methodology of constructing the universal tree of events]. Moscow, Standartinform Publ., 2012. 40 p.
5. GOST R 54143–2010. Menedzhment riskov. Rukovodstvo po primeneniyu organizatsionnykh mer bezopasnosti i otsenki riskov. Promyshlennyye insidenty [State Standard R 54143–2010 Risk Management. Guidance on the application of organizational security measures and risk assessment. Industrial accidents]. Moscow, Standartinform Publ., 2012. 79 p.
6. GOST R 54143–2010. Menedzhment riskov. Rukovodstvo po primeneniyu organizatsionnykh mer bezopasnosti i otsenki riskov. Identifikatsiya insidentov [State Standard R 54143–2010. Risk management. Guidance on the application of organizational security measures and risk assessment. Identification of incidents]. Moscow, Standartinform Publ., 2012. 30 p.
7. GOST R 54143–2010. Menedzhment riskov. Rukovodstvo po primeneniyu organizatsionnykh mer bezopasnosti i otsenki riskov. Obshchaya metodologiya [State Standard R 54143–2010. Risk management. Guidance on the application of organizational security measures and risk assessment. The general methodology]. Moscow, Standartinform Publ., 2012. 38 p.
8. Revazov A.M. Analiz chrezvychaynykh i avariynykh situatsiy na ob'ektakh magistral'nogo gazoprovodnogo transporta i mery po preduprezhdeniyu i vozniknoveniyu i snizheniyu posledstviy [Analysis of emergency situations at the facilities of gas pipeline transport and measures for prevention of the occurrence and reduction of the consequences]. Upravleniye kachestvom v neftegazovom komplekse, 2010, no. 1, pp. 68–72.
9. Revazov A.M., Chukhareva N.V., Mironov S.A., Tikhonova T.A. Prichiny avariynykh situatsiy pri dilitel'noy ekspluatatsii magistral'nykh truboprovodov v usloviyakh Kraynego Severa [Causes of emergency situations in the long-term operation of trunk pipelines under Far North conditions]. Upravleniye kachestvom v neftegazovom komplekse, 2011, no. 2, pp. 56–60.
10. Revazov A.M., Chukhareva N.V., Rudachenko A.V., Dmitriyenko V.V. Dinamika avariynosti ob'ektov magistral'nykh truboprovodov, ekspluatiruyemykh na territorii sibirskogo i dal'nevostochnykh regionov [The dynamics of accidents at the facilities of main pipelines which are operated in the territory of the Siberian and Far Eastern regions]. Upravleniye kachestvom v neftegazovom komplekse, 2012, no. 2, pp. 35–38.
11. STO Gazprom 2-2.3-351–2009. Metodicheskiye ukazaniya po provedeniyu analiza riska dlya opasnykh proizvodstvennykh ob'ektov gazotransportnykh predpriyatiy OAO «Gazprom» [Standard of Gazprom 2-2.3-351–2009. Methodical instructions for risk analysis of hazardous production facilities of gas transportation enterprises of OAO Gazprom]. Moscow, Gazprom Publ., 2009. 387 p.

УДК 622.691.4

ПОДЗЕМНЫЕ И НАЗЕМНЫЕ (В НАСЫПИ) ТРУБОПРОВОДЫ СЛЕДУЕТ ПРОВЕРЯТЬ НА ПРОЧНОСТЬ, ОБЩУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ В ПРОДОЛЬНОМ НАПРАВЛЕНИИ И ПРОТИВ ВСПЛЫТИЯ. ЕСЛИ ПРОВЕРКА НА ПРОЧНОСТЬ ДОЛЖНА ГАРАНТИРОВАТЬ ГЕРМЕТИЧНОСТЬ И ЦЕЛОСТНОСТЬ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА, ТО ПРОВЕРКИ НА ОБЩУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ И ПРОТИВ ВСПЛЫТИЯ – ПРОЕКТНОЕ ПОДЗЕМНОЕ ПОЛОЖЕНИЕ ТРУБОПРОВОДА НА ВЕСЬ ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ. ИМЕННО ИЗ-ЗА ПОТЕРИ ГАЗОПРОВОДАМИ ОБЩЕЙ УСТОЙЧИВОСТИ В ПРОДОЛЬНОМ НАПРАВЛЕНИИ НА ТРАССАХ ПОЯВЛЯЮТСЯ ТАК НАЗЫВАЕМЫЕ ПЛАВАЮЩИЕ УЧАСТКИ И АРКИ ВЫБРОСА.



ПЛАВАЮЩИЕ УЧАСТКИ И АРКИ ВЫБРОСА – РЕЗУЛЬТАТ ОШИБОЧНОГО РАСЧЕТА ОБЩЕЙ УСТОЙЧИВОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ



Л. А. ДИМОВ
-
ООО «НИПИнефтегаз-
стройдиагностика»,
РФ, Москва

И. Л. ДИМОВ
-
ООО «НИИ транспорта
нефти и нефтепродуктов»,
РФ, Москва
ldimov51@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
газопровод, устойчи-
вость, грунт, переме-
щение, напряжение,
программа расчета,
эксплуатация.

IMPLICATIONS
OF GAS PIPELINE
STABILITY ASSESSMENT
ERRORS: FLOATING AND
EXPOSURE
ARCH SEGMENTS

DIMOV L.A.
-
ООО NIPIneftegaz
stroydiagnostika, RF,
Moscow

DIMOV I.L.
-
Transneft R&D, LLC,
RF, Moscow
ldimov51@mail.ru

It is known that both buried and surface (banked) pipelines need to be tested, on a regular basis, including strength, common longitudinal stability, and floating tests. The strength tests aim to guarantee pipe wall tightness and integrity, while both the stability and floating tests mainly assume pipeline ability to maintain design buried position over the entire operating period. Floating and arch pipe segments appear mainly attributable to gas pipeline longitudinal stability loss. These and other findings and conclusions as well as implications of potential estimation errors are discussed in this paper.

KEYWORDS:
gas pipeline,
stability, soil,
shifts, stress,
estimates,
software,
operation.



В ОПЫТАХ СИНХРОННЫЕ ЗАМЕРЫ ТЕМПЕРАТУРЫ И УДЛИНЕНИЯ-УКОРОЧЕНИЯ ТРУБЫ ПРОВОДИЛИСЬ НЕПРЕРЫВНО ПРИ УВЕЛИЧЕНИИ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПЕРЕПАДА ПРИ НАГРЕВАНИИ И УМЕНЬШЕНИИ ПРИ ОСТЫВАНИИ ТРУБЫ

Основу расчета общей устойчивости магистральных газопроводов (МГ) в продольном направлении составляет положение, что грунт оказывает сопротивление подвижкам трубы вдоль ее продольной оси. Если это сопротивление t не достигло предельного значения $t_{пр}$, то в расчетной модели принято, что труба практически не перемещается в продольном направлении, для чего используют даже специальный термин «защемление трубы грунтом». Естественно, если труба неподвижна, то ее общая устойчивость при эксплуатационных нагрузках и воздействиях обеспечена, и труба должна находиться под землей в проектном положении.

Предельное сопротивление грунта в продольном направлении $t_{пр}$ определил ВНИИСТ опытным путем еще в 70–80-х гг. прошлого века [1, 2 и др.]. Этот постулат, что общая устойчивость МГ при $t < t_{пр}$ обеспечена, был положен ВНИИСТом в основу численного расчета подземных трубопроводов и является незыблемым по настоящее время. Другие научные организации приняли результаты исследований ВНИИСТа как не подлежащие сомнению. Однако очень большое количество плавающих участков и арок выброса

на различных МГ ПАО «Газпром» в разных регионах и грунтовых условиях [3] все же дали повод по-иному взглянуть на физическую природу взаимодействия трубопровода с грунтом от основного внутреннего воздействия в трубе – температурного перепада Δt [4]. После аналитических разработок выполнили комплекс специальных экспериментальных исследований, в которых к трубе прикладывали не продольную внешнюю силу T [1, 2], а на трубу воздействовали температурным перепадом Δt , что и происходит в реальности на подземных трубопроводах.

Опыты выполнили с трубой того же диаметра, той же длины и при тех же песчаных засыпках, что и в опытах ВНИИСТа [1, 2]. Использовали прямошовную трубу с характеристиками: временное сопротивление $R1H = 451$ МПа, предел текучести $R2H = 356$ МПа, отношение $R2H/R1H = 0,79 < 0,8$, относительное удлинение – 30 % [5]. Температурный перепад в трубе создавали как заливкой воды с температурой до 100 оС, так и горячим воздухом с помощью тепловой пушки (электронагревателя). Температуру стенки по длине трубы измеряли с точностью 0,1 оС через каждые 0,6 м спиртовыми термометрами

ТТЖ-М по ТУ 25-2022.0006–90. Два крайних термометра были установлены на торцах трубы около индикаторов (рисунков). Удлинение трубы при увеличении Δt (положительный температурный перепад) и укорочение при уменьшении Δt (отрицательный температурный перепад) [5] фиксировали с точностью 0,001 мм двумя индикаторами часового типа, установленными на торцах трубы. В качестве обратной засыпки использовали песок средней крупности с влажностью 4–5 %. Обратную засыпку трубы, как и в реальных условиях на трассах МГ, специально не уплотняли, засыпка уплотнялась только под собственным весом. В опытах синхронные замеры температуры и удлинения-укорочения трубы проводились непрерывно при увеличении температурного перепада при нагревании и уменьшении при остывании трубы.

В итоге получили совершенно новый эффект, который полностью меняет традиционный взгляд на природу сопротивления грунта вдоль продольной оси трубопровода. А именно: при высоте засыпки над трубой 0,4–1,25 м труба удлиняется-укорачивается на равную величину при любом, даже самом малом температур



В ЗАКЛЮЧЕНИЕ МОЖНО СДЕЛАТЬ
СЛЕДУЮЩИЕ ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ:

Необходимо кардинально изменить методологию расчета общей устойчивости подземных МГ в продольном направлении;

Необходимо переработать существующие программы и программные комплексы для численного расчета напряженного-деформированного состояния подземных трубопроводов;

Без отмеченных выше изменений плавающие участки и арки выброса будут появляться на линейной части МГ с той же закономерностью, которую наблюдали и наблюдаем в настоящее время.

ном перепаде Δt . Иными словами, грунт не заземляет трубу. При нормативном заглублении трубопроводов 0,8–1,2 м [5] труба свободно удлиняется-укорачивается, и никакого предельного сопротивления грунта удлинению-укорочению трубы (перемещению) $t_{пр}$ от температурного перепада в природе нет.

В [2] рассмотрен один из ключевых опытов ВНИИСт по определению распределения продольных перемещений по длине трубопровода. Трубу диаметром $D = 529$ мм и длиной $l = 91,7$ м уложили в грунт на глубину 1 м до верхней образующей. Один торец трубы был свободен, к другому двумя гидравлическими домкратами прикладывали продольное усилие. В результате получили перемещения обоих торцов и в сечениях по длине трубы через 17,2–19,8 м, а также предельное сопротивление грунта

$$t_{пр} = T_{пр} / \pi D l = 1100 / 3,14 \cdot 0,529 \cdot 9,17 = 7,2 \text{ кН/м}^2,$$

где $T_{пр}$ – предельное усилие, равное 1100 кН.

Однако если бы вместо приложения продольного усилия домкратами в трубу со стороны домкратов закачивали горячий газ или горячую жидкость, то результаты опыта были бы совершенно иные. Ошибочная методология выполнения экспериментальных исследований по определению деформаций трубы от внутренних воздействий привела к аналогичным результатам. И эти результаты стали применять для расчета напряженно-деформированного состояния и общей устойчивости подземных трубопроводов.

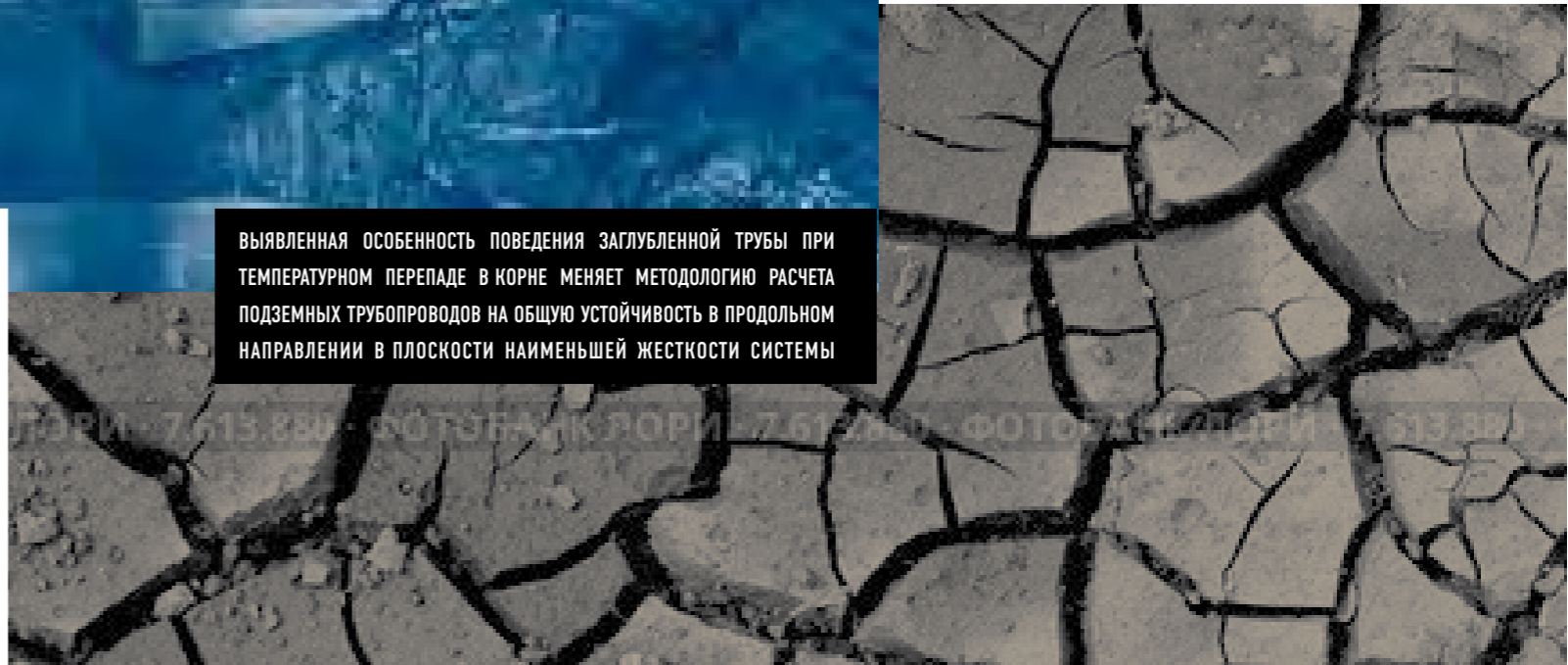
Выявленная особенность поведения заглубленной трубы при температурном перепаде в корне меняет методологию

расчета подземных трубопроводов на общую устойчивость в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы [5]. Это относится к прокладке не только в торфях и других слабых водонасыщенных грунтах, но и во всех грунтах в целом. Арки выброса наблюдали и в песках Средней Азии [1, 2], а не только на болотах Западной Сибири и Республики Коми. Природа реакции трубы на внутреннее воздействие температурным перепадом одна и та же и не зависит от грунтовых условий. Но на болотах этот эффект проявляется визуально особенно заметно, поскольку при потере общей устойчивости даже забалластированная утяжелителями труба практически всегда перемещается на свободную поверхность [6] и плавает в обводненной траншее, чему дополнительно способствует высокая отрицательная плавучесть магистральных газопроводов.



Индикатор и термометр на торце трубы со стороны входного патрубка для горячих воды или воздуха

ВЫЯВЛЕННАЯ ОСОБЕННОСТЬ ПОВЕДЕНИЯ ЗАГЛУБЛЕННОЙ ТРУБЫ ПРИ ТЕМПЕРАТУРНОМ ПЕРЕПАДЕ В КОРНЕ МЕНЯЕТ МЕТОДОЛОГИЮ РАСЧЕТА ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОБЩУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ В ПРОДОЛЬНОМ НАПРАВЛЕНИИ В ПЛОСКОСТИ НАИМЕНЬШЕЙ ЖЕСТКОСТИ СИСТЕМЫ



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Петров И.П., Айнбиндер А.Б. Сопротивление грунта поперечным и продольным перемещениям трубы // Тр. ВНИИСТ, вып. 25. – М.: ВНИИСТ, 1971. – 430 с.
2. Айнбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость: справ. пособие. – М.: Недра, 1982. – 341 с.
3. Димов Л.А., Димов И.Л. Обеспечение общей устойчивости магистральных газопроводов для длительной эксплуатации // Газовая промышленность. – 2012. – № 3. – С. 48–51.
4. Димов Л.А., Димов И.Л. Сопротивление грунта вдоль продольной оси трубы: новый подход к принципу определения // Газовая промышленность. – 2015. – № 5. – С. 48–51.
5. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06–85*. – М.: ФАУ «ФЦС», 2013. – 92 с.
6. Димов Л.А., Богусhevskaya E.M. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности. – М.: Горная книга, 2010. – 392 с.

REFERENCES

1. Petrov I.P., Aynbinder A.B. Soprotivleniye grunta poperechnym i prodol'nyim peremeshcheniyam truby [The resistance of the ground to transverse and longitudinal displacements of the pipe]. Trudy VNIIST, vypusk 25 [Proceedings of VNIIST, Issue 25]. Moscow, VNIIST Publ., 1971. 430 p.
2. Aynbinder A.B., Kamershteyn A.G. Raschet magistral'nykh truboprovodov na prochnost' i ustoychivost' [The calculation of the main pipelines for strength and stability]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 341 p.
3. Dimov L.A., Dimov I.L. Obespecheniye obshchey ustoychivosti magistral'nykh gazoprovodov dlya dlitel'noy ekspluatatsii [Gas pipeline long-term stability improvements]. Gazovaya Promyshlennost' – Gas Industry, 2012, no. 3, pp. 48–51.
4. Dimov L.A., Dimov I.L. Soprotivleniye grunta vdol' prodol'noi osi truby: novyi podkhod k printsipu opredeleniya [Finding soil resistance along buried pipeline longitudinal axis: New approach]. Gazovaya Promyshlennost' – Gas Industry, 2015, no. 5, pp. 48–51.
5. SP 36.13330.2012. Magistral'nye truboprovody. Aktualizirovannaya redaktsiya SNiP 2.05.06–85* [SP 36.13330.2012. Pipelines. The updated edition of SNiP 2.05.06–85*]. Moscow, FAU FTSS Publ., 2013. 92 p.
6. Dimov L.A., Bogushevskaya E.M. Magistral'nye truboprovody v usloviyakh bolot i obvodnennoy mestnosti [Main pipelines in the conditions of swamps and watered areas]. Moscow, Gornaya kniga Publ., 2010. 392 p.



УДК 622.691.4

В СТАТЬЕ ИССЛЕДУЕТСЯ НЕСУЩАЯ СПОСОБНОСТЬ ДВУХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ, ПОСТРОЕННЫХ ИЗ БЕСШОВНЫХ СТАЛЬНЫХ ТРУБ, КОТОРЫЕ НАХОДИЛИСЬ В ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ. ДЛЯ ОЦЕНКИ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ ИЗ ДЕМОНТИРОВАННЫХ ТРУБ И ТРУБ АВАРИЙНОГО ЗАПАСА ИЗГОТОВЛЕННЫ Катушки с заглушками и серия образцов для испытания на одноосное растяжение. катушки были подвержены испытательному разрушающему давлению с помощью опрессовочного агрегата ЦА-320.9Т, а образцы, приведенные в плоскую форму, – разрыву на разрывных машинах INSTRON 5884 и P-50. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ СРАВНЕНА С СЕРТИФИЦИРОВАННЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ МАТЕРИАЛОВ ТРУБЫ И РЕЗУЛЬТАТАМИ ИСПЫТАНИЯ ТРУБНОЙ СТАЛИ 17Г1С, ВЫПОЛНЕННЫМИ АВТОРАМИ.

ОЦЕНКА НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ДВУХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПОСЛЕ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ИСПЫТАНИЕМ НА РАЗРЫВНУЮ НАГРУЗКУ

ПРОВЕДЕННЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ ПОЗВОЛЯЮТ СУДИТЬ О СОСТОЯНИИ ГАЗОПРОВОДОВ ПОСЛЕ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ПРОГНОЗИРОВАТЬ ЗНАЧЕНИЯ РАЗРУШАЮЩЕГО ДАВЛЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЯТЬ ЗНАЧЕНИЯ АНИЗОТРОПИИ ПРЕДЕЛА ПРОЧНОСТИ ТРУБНОЙ СТАЛИ.

М. М. АЛИЕВ
К. Ф. УЛЬШИНА
-
АГНИ, РФ,
Альметьевск

Р. Р. КАНТЮКОВ
Ф. М. МУСТАФИН
-
ООО «Газпром
трансгаз Казань»,
Альметьевское
ЛПУМГ,
РФ, Альметьевск
klarastas@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
газопровод,
испытание на разрыв,
разрушающее давление,
анизотропия.

BREAKING FORCE TEST:
CARRYING CAPACITY
OF TWO GAS PIPELINES
WITH LONG SERVICE
LIFE

ALIYEV M.M.,
UL'SHINA K.F.
-
Almet'yevsk State Oil
Institute, RF, Tatarstan
Republic, Almet'yevsk

KANTYUKOV R.R.
MUSTAFIN F.M.
-
ООО Gazprom
Transgaz Kazan'
Almet'yevsk LPUMG,
RF, Almet'yevsk
klarastas@mail.ru

This study focuses on
carrying capacity of two
major seamless pipe
gas pipelines with long
service history. Aiming
to assess their status,
plugged spools and a
series of uniaxial tensile
test specimen were pro-
duced from dismantled
pipe and emergency
stock. Breakdown tests
were performed on the
spools using TsA-320.9T
hydrostatic testing units,
while the specimen were
brought to plane fracture
using Instron 5884 and
P50 tools. The results
were then compared
with pipe material certi-
fied characteristics and
17G1S pipe steel test-
ing summary produced
by the authors. These
experiments yielded a
better vision of pipeline
status after long operat-
ing periods, helped us
predict collapse pressure
and define breaking point
anisotropy for pipe steel.

KEYWORDS:
gas pipeline, rupture
test, burst pressure,
anisotropy.



В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ МНОГИЕ ГАЗОПРОВОДЫ ЭКСПЛУАТИРУЮТСЯ БОЛЕЕ 30-40 ЛЕТ. ПРИ ТАКОМ СРОКЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЕСТЕСТВЕННО ВОЗНИКАЕТ ПОТРЕБНОСТЬ В РЕШЕНИЯХ ЗАДАЧ, СВЯЗАННЫХ ПРОЧНОСТЬЮ МЕТАЛЛА ТРУБЫ

В настоящее время многие газо-проводы эксплуатируются более 30-40 лет. Примером тому явля-ется магистральный газопровод Миннибаево — Ижевск (обвод-га-зопровод вокруг г. Набережные Челны, эксплуатировавшийся с 1975 г.). Другой пример — пер-вый и единственный в России этанопровод Миннибаево — Ка-зань (год ввода в эксплуатацию — 1972-й). При таком сроке эксплу-атации естественно возникает потребность детального изучения общего состояния газопроводов, включающая оценку работоспо-собности отдельных узлов ли-нейной части, а также решение задач, связанных прочностью металла трубы.

Целью настоящей работы являет-ся оценка несущей способности двух магистральных газопроводов, построенных из бесшовных труб одного диаметра (530 мм) про-изводства ТМЗХ (Чехословакия), находящихся в длительной экс-плуатации. Для оценки несущей способности трубопроводов было решено провести испытание на действие внутреннего давления фрагментов натурных образцов (катушек) и элементов, вырезан-ных из демонтированных участков труб, которые путем воздействия внешних сжимающих усилий были приведены в пластинчатую форму.

Для сравнения полученных ре-зультатов и оценки состояния металла труб проведены иден-тичные испытания образцов (катушки и плоские элементы), изготовленных из труб аварийного запаса, хранившегося с 1974 г. в Альметьевском линейно-про-изводственном управлении магистральных газопроводов (АЛПУМГ). Образцы из труб, де-монтированных из линейной части газопроводов, были изготовлены в виде катушек, снабженных за-глушками.

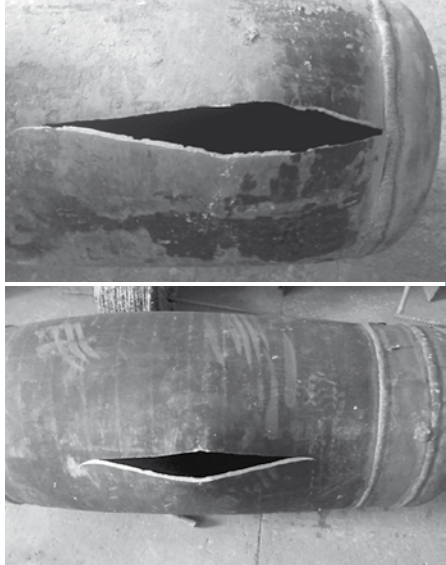
Катушка 1 изготовлена из трубы, демонтированной из магистраль-ного газопровода Миннибаево — Ижевск, 48-й км. Труба имеет заводской аттестат № 1068/72, наружный диаметр $D_{нар} = 530$ мм, толщина $\delta = 8$ мм, предел те-кучести $\sigma_T = 385$ МПа, предел прочности $\sigma_{пч} = 531$ МПа.

Катушка 2 изготовлена из тру-бы аварийного запаса с завод-ским аттестатом № 2080/73, $D_{нар} = 530$ мм, $\delta = 7,5$ мм, $\sigma_T = 377$ МПа, $\sigma_{пч} = 516$ МПа.

Катушка 3 изготовлена из трубы, демонтированной из магистрального этанопровода Миннибаево — Казань. Заводской аттестат трубы № 1884/71, $D_{нар} = 530$ мм, $\delta = 7,5$ мм, $\sigma_T = 396$ МПа, $\sigma_{пч} = 548$ МПа.

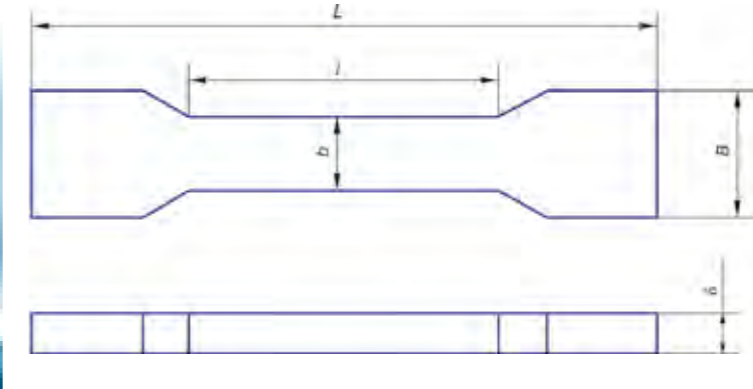
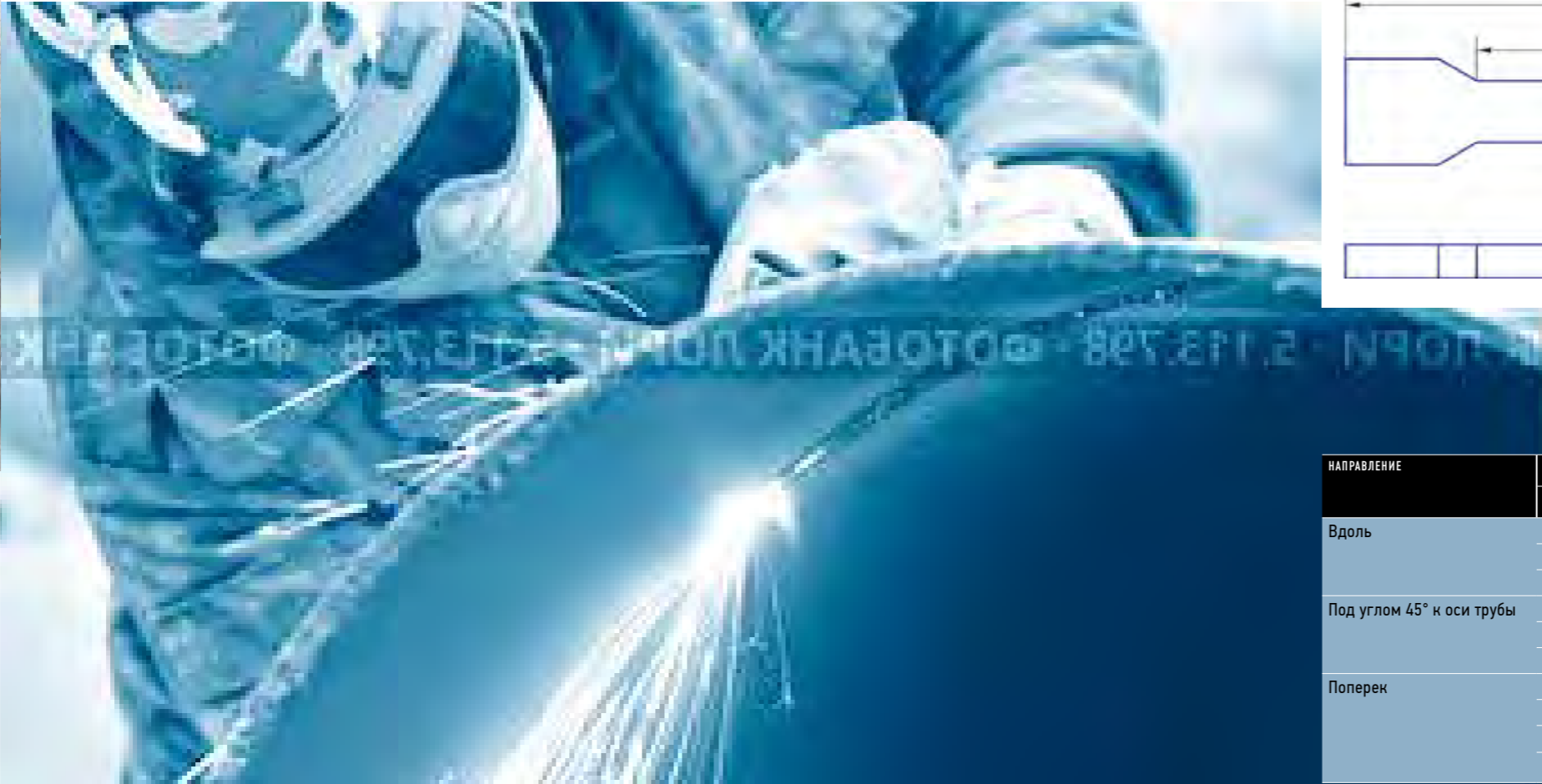
Поперечные сечения катушек 1 и 2 имели круглое очертание и позво-лили снабдить их двухсторонними сферическими заглушками, сва-ренными ручной электродуговой сваркой. Ввиду того что катушка 3 имела начальную овализацию, не позволяющую приведение ее к круглой форме в упругой стадии, было решено применить заглушки индивидуальной конструкции, чтобы довести образец до разрушения. Однако при испытании под вну-тренним давлением, достигающим до 10 МПа, начальное разрушение происходило в опорных зонах со-единения заглушки, и поэтому этот образец был забракован.

Испытание катушек на внутреннее гидростатическое давление осу-ществлялось с помощью опрессо-вочного агрегата ЦА-320.9Т, мон-тированного на базе автомобиля КАМАЗ. Безопасность персонала обеспечивалась размещением образцов в боксе. Измерение давления воды внутри образца происходило двумя манометрами, один из которых был расположен в кабине автомобиля, другой — непосредственно на образце. Нагнетание давления производи-лось без перерыва со скоростью 3 МПа/мин. Разрушение катушки 1 произошло при внутреннем дав-лении 15,0 МПа (рис. 1), а катушки 2 — при 16,5 МПа (рис. 2).



1_Катушка 1 после проведения испытания

2_Катушка 2 после проведения испытания



3_Основные геометрические размеры образцов

1_Результаты испытаний плоских образцов по определению предела прочности $\sigma_{пч}$ и относительного удлинения ϵ

НАПРАВЛЕНИЕ	КАТУШКА 1		КАТУШКА 2		КАТУШКА 3	
	$\Sigma_{пч}$, МПа	В, %	$\Sigma_{пч}$, МПа	В, %	$\Sigma_{пч}$, МПа	В, %
Вдоль	508	20,40	504	17,69	476	24,17
	550	20,05	518	14,74	494	16,40
	543	21,10	517	21,06	504	20,72
Под углом 45° к оси трубы	495	18,55	490	18,24	481	16,81
	475	19,26	500	24,34	490	19,49
	497	16,86	514	18,13	486	18,86
Поперек	541	21,05	500	21,00	494	21,19
	513	20,75	523	20,34	496	19,75
	506	22,34	494	22,29	482	15,73
	$\sigma_{пчср} = 514$	$\epsilon_{ср} = 20,04$	$\sigma_{пчср} = 507$	$\epsilon_{ср} = 19,76$	$\sigma_{пчср} = 489$	$\epsilon_{ср} = 19,23$

Визуальное обследование показывает однородность материала по плоскости разрыва для катушки 2, тогда как в плоскости разрыва катушки 1 заметны зоны ослабления.

Плоские образцы были вырезаны и изготовлены согласно ГОСТ 1497-84 (рис. 3). Для изучения наличия анизотропии механических характеристик образцы вырезались вдоль, поперек и под углом 45° к оси трубы. Всего было изготовлено 27 образцов из трех демонтированных труб (по три в трех направлениях). Основные размеры образцов: длина образца $L = 185$ мм, длина рабочей части $l = 65$ мм, ширина рабочей части пластины $b = 19,0 (\pm 1,0)$ мм, ширина лопатки $B = 50$ мм, толщина δ соответствует толщине исследуемого трубопровода. Для трубы катушки 2 измеренная толщина отличается от сертификационного значения и составила в среднем $\delta = 8,2$ мм.

Испытание плоских образцов, вырезанных из демонтированных труб и труб из аварийного запаса, проводилось на разрывной машине ИР-500-0. Результаты испытания приведены в табл. 1. Было проверено влияние двухосности напряженного состояния на несущую способность трубных образцов. При загрузке внутренним давлением катушки, снабженной заглушками, возникает двухосное напряженное состояние. При этом не учитывается влияние радиального компонента напряжений, в сравнении с кольцевым σ_t , осевым σ_m из-за незначительности. В момент разрушения трубы расчет по определению ее несущей способности должен вестись исходя из критерия прочности (разрушения), так как в теле трубы имеет место сложное напряженное состояние.

Согласно СП 36.13330.2012 (актуализированная версия СНиП 2.05.06-85*) коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях принимается равным единице, что равносильно неучету влияния осевых растягивающих напряжений на несущую способность трубопровода. Однако многочисленные испытания стальных тонкостенных труб показывают, что экспериментальные точки находятся ближе к эллипсу Мизеса, чем к линиям Треска-Сен-Венана, особенно когда $\sigma_t = 2\sigma_m$ (именно в таких условиях работает катушка с заглушками). Это означает, что для сравнения результатов испытания катушек и плоских образцов следует сопоставить эквивалентное напряжение по критерию Мизеса и результаты испытания на осевое растяжение.

Если исходить из критерия максимальных главных напряжений или из критерия максимальных касательных напряжений, то эквивалентные напряжения по этим критериям совпадают и определяются в следующем виде:

$$\sigma_{экр} = \sigma_t = \sigma_{пч},$$

Определяя кольцевое напряжение согласно формуле Лапласа, находим

$$\sigma_t = \frac{p(D_{нар} - 2\delta)}{2\delta} = \sigma_{пч}, \quad (1)$$

где p — давление.

Отсюда при известном значении предельного давления $p_{пр}$ внутри трубы определяется предел прочности материала трубы.

Так как при испытании образца катушки 1 получено $p_{пр} = 15,0$ МПа, то соответствующее значение

предела прочности материала согласно (1) будет ($D_{нар} = 530$ мм, $\delta = 8$ мм): $\sigma_{пч} = 482$ МПа.

Для образца катушки 2 соответствующее значение предела прочности материала при $p_{пр} = 16,5$ МПа, $D_{нар} = 530$ мм, $\delta = 8,2$ мм (реальная измеренная толщина) будет $\sigma_{пч} = 517$ МПа. Это значение на 2% отличается от среднего значения предела прочности согласно табл. 1 ($\sigma_{пчср} = 507$ МПа). Если исходить из энергетического критерия прочности Генки — Губера — Мизеса, то для двухосного напряженного состояния

$$\sigma_{экр} = \sqrt{\sigma_t^2 - \sigma_t \sigma_m + \sigma_m^2} = \sigma_{пч}$$

и учитывая соотношение $\sigma_t = 2\sigma_m$, получим

$$\sigma_{экр} = 0,866 \sigma_t = \sigma_{пч}. \quad (2)$$

Для образца катушки 1 из (2) получим $\sigma_{пч} = 417$ МПа, а для образца 2 — $\sigma_{пч} = 417$ МПа.

Полученные результаты подтверждают правильность принятия коэффициента, учитывающего двухосность напряженного состояния, равным единице. Отклонение результатов сравнения по энергетическому критерию для образца катушки 1 равно 19%, а для образца катушки 2-12%. Полученные результаты были сравнены с результатами испытания образцов, вырезанных из труб и листов стали 17Г1С (табл. 2). Такие испытания проводились на кафедре ТХНГ Альметьевского государственного нефтяного института в целях изучения анизотропии механических свойств металла труб. Некоторые эти результаты опубликованы в [1, 2]. В качестве испытательной установки была использована универсальная машина Instron 5884.

Было проведено четыре серии испытания. Образцы также были вырезаны по ГОСТ 1497-84.

СЕРИЯ ИСПЫТАНИЙ № 1, № 2.

Испытаниям были подвергнуты 30 металлических полос в виде лопаток, вырезанные из труб $D_{нар} = 720$ мм, бывших в эксплуатации. Из них 15 экземпляров (по 5 шт. в каждом направлении) были изготовлены с длиной рабочей части $l = 115$ мм и 15 (по 5 шт. в каждом направлении) экземпляров с длиной рабочей части $l = 65$ мм. Остальные размеры — ширина рабочей части пластины $b = 20,0 (\pm 0,8)$ мм, толщина $\delta = 9,0 (\pm 0,15)$ мм — одинаковые для всех образцов.

СЕРИЯ ИСПЫТАНИЙ № 3.

Использовались образцы, вырезанные из новых труб $D_{нар} = 530$ мм.

Для испытаний были представлены девять металлических образцов: первые три образца вырезаны вдоль, следующие три — под углом 45° и последних три — вырезаны поперек прокатки. Основные размеры образцов: длина рабочей части $l = 65$ мм, ширина рабочей части пластины $b = 24,0 (\pm 0,8)$ мм, толщина $\delta = 10,0 (\pm 0,15)$ мм.

СЕРИЯ ИСПЫТАНИЙ № 4.

Использовались образцы, вырезанные из листов трубной стали толщиной 7,7 мм. Для испытаний были представлены девять металлических образцов: первые три образца вырезаны вдоль, следующие три — поперек прокатки, последних три — под углом 45°. Основные размеры образцов: длина рабочей части $l = 65$ мм, ширина рабочей части пластины $b = 24,0 (\pm 0,5)$ мм, толщина $\delta = 7,7 (\pm 0,06)$ мм.

СЕРИЯ ИСПЫТАНИЙ	ВДОЛЬ		ПОПЕРЕК		ПОД УГЛОМ 45°	
	Σ _{вч} , МПа	Е, %	Σ _{вч} , МПа	Е, %	Σ _{вч} , МПа	Е, %
№ 1 (срок службы более 30 лет)	577,63	4,3	569,35	15,5	562,61	8,1
	574,53	18,6	568,11	18,6	571,82	5,4
	566,14	10,9	566,21	16,6	570,74	7,8
	560,98	10,0	570,82	6,4	574,65	10,1
	580,15	17,8	569,23	16,3	567,44	7,2
	опчср = 571,9	еср = 12,3	опчср = 568,7	еср = 14,7	опчср = 569,4	еср = 7,7
№ 2 (срок службы более 30 лет)	559,07	19,8	566,00	17,3	569,94	17,3
	557,77	20,2	565,47	17,6	571,71	19,3
	562,89	19,7	563,74	19,5	564,42	17,2
	566,87	19,3	566,85	17,0	569,45	18,5
	559,30	19,9	567,77	20,0	569,21	19,1
	опчср = 561,2	еср = 19,8	опчср = 565,9	еср = 18,3	опчср = 568,9	еср = 18,3
№ 3 (новая труба)	541,42	15,3	542,17	11,1	549,04	13,8
	554,52	15,8	530,26	13,7	531,85	15,7
	573,65	14,9	544,82	14,0	-	-
	опчср = 556,5	еср = 15,3	опчср = 566,1	еср = 12,9	опчср = 540,4	еср = 14,8
№ 4 (листовой прокат)	499,23	8,2	521,44	5,07	495,75	18,1
	500,56	13,9	516,76	16,9	497,61	17,3
	501,33	12,4	516,94	16,0	499,79	16,4
	опчср = 500,4	еср = 8,52	опчср = 518,4	еср = 12,6	опчср = 497,7	еср = 17,3

НА ОСНОВАНИИ ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ БЫЛИ СДЕЛАНЫ СЛЕДУЮЩИЕ ВЫВОДЫ:

Значения пределов прочности плоских образцов, изготовленных из демонтированной трубы магистрального газопровода Миннибаево — Ижевск вдоль (534 МПа) и поперек оси трубы (520 МПа), близки к сертификационному значению (531 МПа), а для образцов, вырезанных под углом 45° к оси трубы, отличаются от сертификационных значений на 8%, т.е. материал трубы имеет анизотропию предела прочности, не превышающую 8%.

Средние значения пределов прочности, плоских образцов, вырезанных из демонтированной трубы магистрального этанопровода Миннибаево — Казань, составили: вдоль и поперек оси трубы — 491 МПа; под углом 45° к оси — 486 МПа. Сравнение с сертификационным значением (548 МПа) показывает, что снижение предела прочности составило 10,4 и 11,3%, соответственно. Это означает, что предельное разрушающее

давление за 43 года эксплуатации снизилось приблизительно на 11%.

Испытание выявило величину разрушающего давления р_{рр} = 15 МПа для катушки, изготовленной из демонтированной трубы магистрального газопровода Миннибаево — Ижевск. Снижение разрушающего давления от первоначального (р_{рр} = 16,5 МПа — для трубы аварийного запаса) составляет 9%.



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алиев М.М., Ульшина К.Ф. Исследование влияния анизотропии прочностных свойств трубной стали // Мат-лы VI Междун. учебно-практической конф. «Трубопроводный транспорт – 2010». – Уфа: УГНТУ, 2010. – с. 192–194.
2. Алиев М.М., Ульшина К.Ф. Экспериментальные исследования анизотропии механических характеристик стальных труб // Мат-лы VII Междун. учебно-практической конф. «Трубопроводный транспорт – 2011». – Уфа: УГНТУ, 2011. – С. 134–135.

REFERENCES

1. Aliyev M.M., Ul'shina K.F. Materialy VI Mezhdunarodnoy uchebno-prakticheskoy konferentsii «Truboprovodnyi transport–2010» [Proceedings of the VI International educational and practical conference “Pipeline transport–2010”]. Ufa, UGNTU Publ., 2010, pp. 192–194.
2. Aliyev M.M., Ul'shina K.F. Materialy VII Mezhdunarodnoy uchebno-prakticheskoy konferentsii «Truboprovodnyi transport–2011» [Proceedings of the VI International educational and practical conference “Pipeline transport–2011”]. Ufa, UGNTU Publ., 2011, pp. 134–135.

2_Результаты испытаний 16 образцов на испытательной машине Instron 5884



УДК 622.691.4

НА ИЗМЕНЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ЗАЩИТНОЙ РАЗНОСТИ ПОТЕНЦИАЛОВ «ТРУБА – ЗЕМЛЯ» МОЖЕТ ОКАЗЫВАТЬ ЗНАЧИТЕЛЬНОЕ ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЕ МАГНИТНОГО ПОЛЯ ЗЕМЛИ В РЕЗУЛЬТАТЕ ЯВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ИНДУКЦИИ. ПРЕДСТАВЛЕНО ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ КЛАССИФИКАЦИИ ИСТОЧНИКА БЛУЖДАЮЩЕГО ТОКА ПО ТИПУ И ОПРЕДЕЛЕНЫ КРИТЕРИИ ЕГО ОТНЕСЕНИЯ К ГЕОМАГНИТНОМУ ТИПУ.

ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ИСТОЧНИКА БЛУЖДАЮЩЕГО ТОКА, ВОЗДЕЙСТВУЮЩЕГО НА СИСТЕМУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

На правах рекламы

ПРОВЕДЕНЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НА РЕАЛЬНОМ МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ (МГ), В РЕЗУЛЬТАТЕ КОТОРЫХ ОПРЕДЕЛЕНО ЕДИНСТВО ИСТОЧНИКА БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ, А ТАКЖЕ ВЫЯВЛЕНА ВЫСОКАЯ СТЕПЕНЬ КОРРЕЛЯЦИИ МЕЖДУ СИЛОЙ ТОКА В ТРУБОПРОВОДЕ И СКОРОСТЬЮ ЕЕ ИЗМЕРЕНИЯ ВО ВРЕМЕНИ, ПОДТВЕРЖДАЮЩАЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНУЮ ПРИРОДУ ЕГО ВОЗНИКНОВЕНИЯ. СПЕКТРАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СИГНАЛА В ТРУБОПРОВОДЕ ПОКАЗАЛ, ЧТО НАИБОЛЬШУЮ АМПЛИТУДУ ИМЕЮТ КОЛЕБАНИЯ, СООТВЕТСТВУЮЩИЕ ПО ЧАСТОТЕ ГЕОМАГНИТНЫМ ПУЛЬСАЦИЯМ

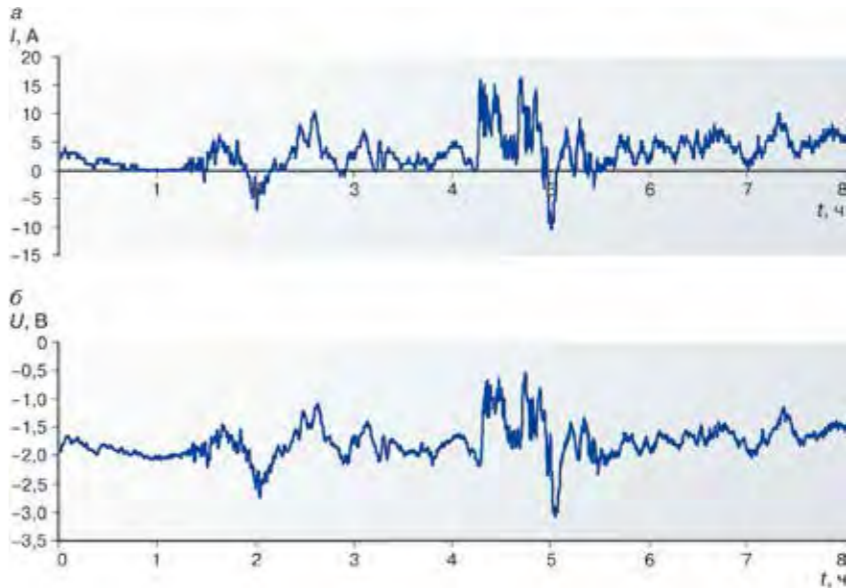
С. В. АДАМЕНКО
ООО «Газпром
трансгаз Ухта»,
РФ, Ухта
-
А. А. ЗУБКОВ,
Ю. В. АЛЕКСАНДРОВ
ООО «Стройгазмон-
таж», РФ,
Москва
-
Р. В. АГИНЕЙ
АО «Гипрогазцентр»,
РФ, Нижний Новгород
aginey@ggc.nnov.ru

RESEARCH INTO EARTH
CURRENT SOURCES
AFFECTING GAS
PIPELINES

ADAMENKO S.V.
Gazprom Transgaz
Ykhta LLC, RF, Ukhta
-
ZUBKOV A.A.,
ALEKSANDROV Y.V.
Stroygazmontazh LLC,
RF, Ukhta
-
AGINEY R.V.
Giprogahtsentr JSC, RF,
N. Novgorod
aginey@ggc.nnov.ru

Changes in Earth magnetic field, through electromagnetic induction, were found to greatly affect pipe-ground protection voltage. This study provides theoretical justification to and classifies earth current sources as well as defines geomagnetic source choice criteria. A physical gas pipeline was used for this study to reveal a common origin of all related earth current sources and identify a more close correlation to exist between pipeline electric current and its time profile, which helped us additionally confirm its electromagnetic nature. In addition, spectral analysis of electric signals in the pipeline showed the greatest amplitudes to take place for oscillations which essentially relate to geomagnetic pulsation frequencies.

KEYWORDS:
gas pipelines,
electromagnetic
induction, earth
current,
electric corrosion,
correlation ratio,
pipe-ground potential.



1_ Результаты измерения силы тока (а) и потенциала (б) в точке 1

Электродкоррозия подземных трубопроводов под действием источника блуждающего тока (БТ) является чрезвычайно опасным явлением, способным за непродолжительное время привести к критическому локальному утонению стенки трубы, вплоть до полной потери несущей способности [1–2].

Как правило, сам факт воздействия источника блуждающего тока на трубу определяют по хаотически изменяющемуся потенциалу трубопровода относительно грунта, оценку опасности проводят по плотности стекающего тока в анодной зоне, а местоположение самого источника – путем построения векторных диаграмм [3]. Однако данные рекомендации по определению влияния и оценке опасности блуждающего тока применимы только в том случае, если источник БТ является так называемым «классическим» [3].

Специалисты, эксплуатирующие трубопроводы в Канаде, Австралии, США, Германии, Чешской Республике, отмечают, что возможно изменение разности потенциалов «труба – земля» без сколь-либо существенного движения тока [4–7]. Феномен хаотического изменения разности потенциалов может быть связан с явлением электромагнитной индукции. Проводником является изолированный трубопровод, а воздействующее магнитное поле – маг-

нитное поле Земли, изменяющееся во время магнитных бурь. При этом, как правило, минимален риск развития электродкоррозии [8].

Таким образом, при обследовании участка подземного трубопровода, подверженного влиянию блуждающего тока, важно установить, к какому типу относится исследуемый источник этого тока. Однако принципов и критериев такой оценки в настоящее не разработано.

Цель настоящего исследования – установить тип источника БТ, воздействующего на систему магистральных газопроводов, и выработать критерии отнесения источника к геомагнитному типу.

Объект исследования – одноконтурный подземный магистральный газопровод высокого давления. Защитное антикоррозионное покрытие – трехслойное заводское на основе экструдированного полиэтилена, переходное сопротивление изоляции – не менее 10^5 Ом·м². Вставки электроизоляционные на линейной части отсутствуют. Измерения выполнялись специалистами ООО «Газпром трансгаз Ухта» и АО «Гипрогазцентр». Для измерения силы тока, протекающего по трубопроводу, бесконтактным магнитометрическим методом использовался прибор БИТА-2 производства АО «Гипрогазцентр» [9].

В основу работы прибора положена известная зависимость между силой тока, протекающего по проводнику, и напряженностью поля в некоторой точке измерения, которую вызывает движение тока. Предполагается, что изменение напряженности может произойти только при изменении силы протекающего тока, факторами, способными дополнительно изменить суммарное поле, например изменяющееся магнитное поле Земли, априори для решения данной задачи пренебрегают.

На первом этапе исследования проводились синхронные измерения силы тока и потенциалов «труба – земля» в разных точках.

Измерения проводились на четырех точках магистрального газопровода 1 – 1192-й км; 2 – 1131-й км; 3 – 1108-й км; 4 – 1090-й км.

Результаты синхронных измерений силы тока и потенциала «труба – земля» в точке 1 (4–5 августа 2014 г., с 21:00 ч по 05:00 ч) представлены на рис. 1.

В остальных точках измерения результаты получились аналогичные. Результаты расчетов коэффициентов множественной корреляции между рядами данных силы тока и потенциала «труба – земля» для точек измерения 1–4 составили соответственно: 0,87; –0,76; 0,77; –0,76.

СОГЛАСНО ОБЩЕИЗВЕСТНОМУ ЗАКОНУ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ИНДУКЦИИ ФАРАДЕЯ ВЕЛИЧИНА ИНДУЦИРОВАННОЙ ЭДС, С КОТОРОЙ, В НАШЕМ СЛУ-
ЧАЕ, КОРРЕСПОНДИРУЕТСЯ РАЗНОСТЬ ПОТЕНЦИАЛОВ «ТРУБА – ЗЕМЛЯ»,
ЗАВИСИТ ОТ СКОРОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ МАГНИТНОГО ПОТОКА

1_Данные расчетов
коэффициентов кор-
реляции результатов
измерения силы тока
и потенциала «тру-
ба – земля» в разных
точках измерения

ПАРАМЕТР	ТОЧКИ 2 И 3	ТОЧКИ 1 И 4
Коэффициент корреляции $I-I$	0,92	0,88
Коэффициент корреляции $U-U$	-0,89	-0,71

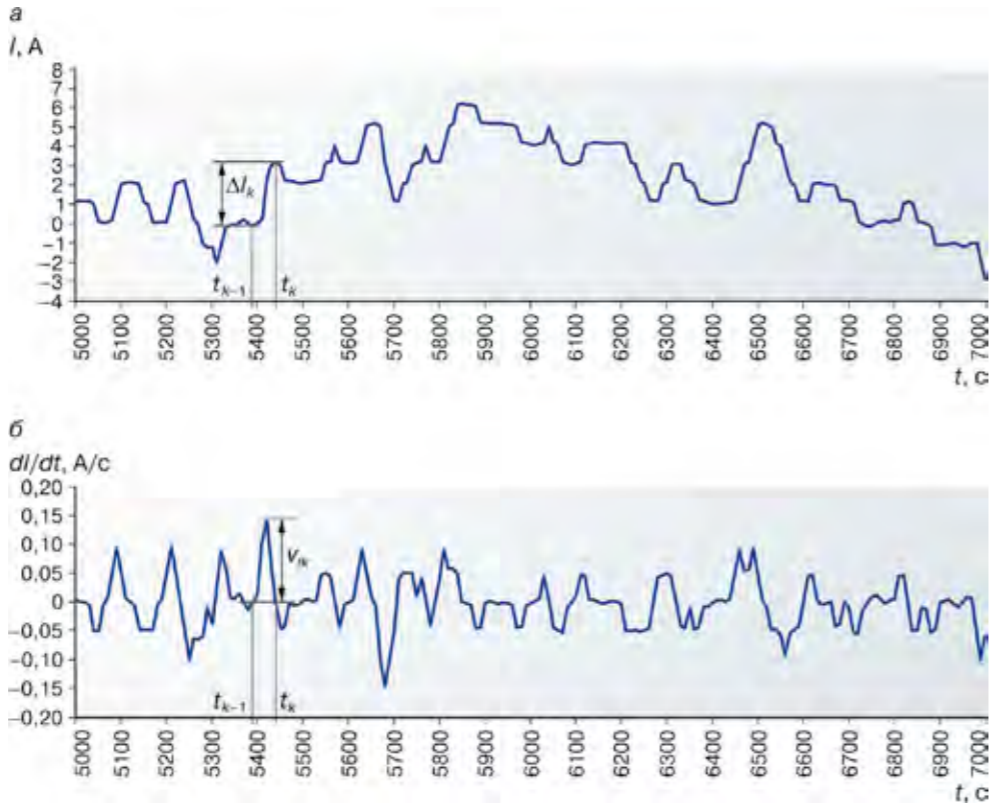
Коэффициенты множественной корреляции результатов измерения силы тока и потенциала «труба – земля» в точках 2 и 3 и в точках 1 и 4 представлены в таблице 1.

На основании данного анализа можно сделать выводы, что источник тока, действующий на исследуемом участке МГ протяженностью 102 км, – единый, кроме этого обнаружен высокий коэффициент корреляции между данными силы тока и потенциала, что позволяет выдвинуть две гипотезы: первая – если источник БТ классический, то изменение силы протекающего по трубопроводу тока вызывает изменение разности потенциалов; вторая – если источник вызван геомагнитными вариациями, то прибор БИТА-2 измеряет не изменение магнитного поля, связанное с движением тока по трубопроводу, а изменение геомагнитного поля, наводящего индуцированные токи.

Проведем проверку данных гипотез. Согласно общеизвестному закону электромагнитной индукции Фарадея величина индуцированной ЭДС, с которой, в нашем случае, коррессируется разность потенциалов «труба – земля», зависит от скорости изменения магнитного потока. В случае если вторая гипотеза правомочна, должна быть корреляционная связь между параметрами «скорость изменения разности потенциалов (или силы тока)» – «величина изменения разности потенциалов (или силы тока)».

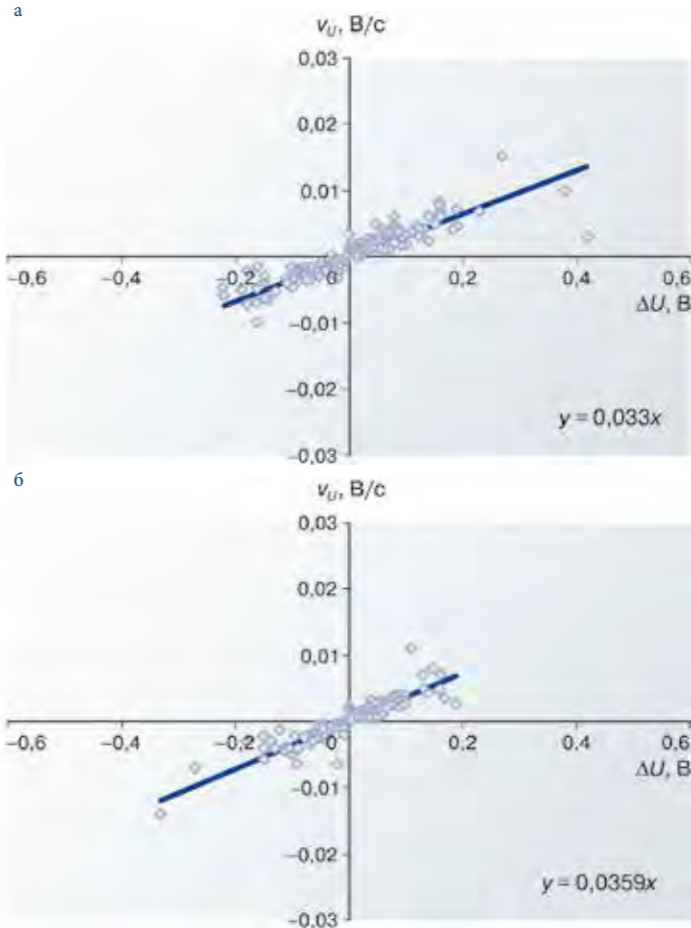
Для оценки взаимосвязи между величиной изменения силы тока (потенциала «труба – земля») и скоростью этого изменения результаты измерений анализировались следующим образом. На основании имеющейся зависимости силы тока от времени $I(t)$ (рис. 2, а) рассчитывались значения производных силы тока по времени dI/dt (рис. 2, б).

2_ Фрагмент графика
зависимости $I(t)$ (а)
и соответствующий
фрагмент зависимости
 $dI/dt(t)$ (б)

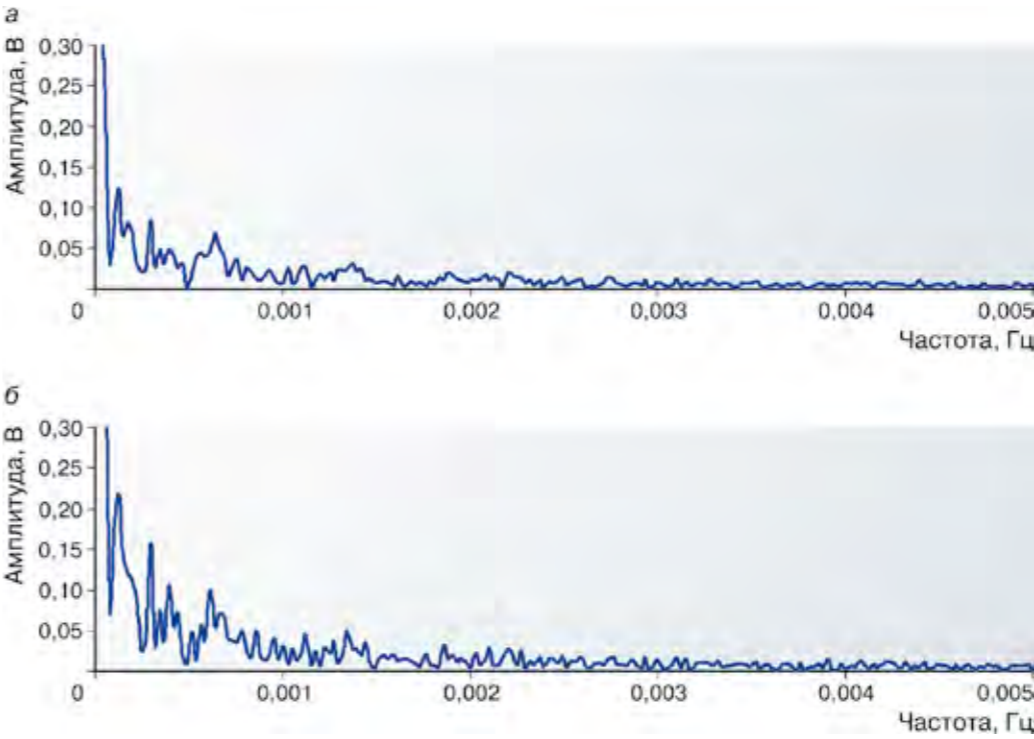


Определялись точки экстремумов функции $I(t)$ – значения времени $t_k (k = 1, 2, ..., n, \text{ где } n - \text{число экстремумов})$, в которых производная dI/dt равна нулю. Вычислялись значения силы тока в точках экстремумов $I_k = I(t_k)$. Для каждого экстремума, начиная со второго, рассчитывалась величина $\Delta I_k = I_k - I_{k-1}$ (величина изменения силы тока). Определялись величины v_{ik} – максимальные (по абсолютной величине) значения производной dI/dt на интервалах от t_{k-1} до $t_k (k = 2, 3, ..., n)$. Если $\Delta I_k > 0$, то $v_{ik} > 0$, а если $\Delta I_k < 0$, то $v_{ik} < 0$. После этого рассчитывались коэффициенты корреляции значений v_i и ΔI , строились зависимости $v_i(\Delta I)$, эти зависимости аппроксимировались прямо пропорциональными функциями, рассчитывались параметры указанных прямо пропорциональных функций (коэффициенты наклона). Аналогичные расчеты выполнялись для зависимостей потенциала «труба – земля» от времени $U(t)$.

3_Графики
зависимостей
 $vU(\Delta U)$
в точках 1 (а)
и 4 (б)



4_Результаты расчета
спектра колебаний
потенциала «труба –
земля» в точках 1 (а)
и 2 (б)



Примеры графиков зависимостей $v_i(\Delta I)$ и $v_{ij}(\Delta U)$, а также аппроксимирующие линейные функции и их параметры представлены на рис. 3.

Зависимости $v_i(\Delta I)$ для всех четырех точек измерения могут быть аппроксимированы функциями вида $v_i = a\Delta I$, где коэффициент a принимает значения от 0,031 до 0,042 Гц. Зависимости $v_{ij}(\Delta U)$ для всех четырех точек измерения могут быть аппроксимированы функциями вида $v_{ij} = b\Delta U$, где коэффициент b принимает значения от 0,029 до 0,036 Гц. Коэффициенты корреляции значений v_i и ΔI , а также значений v_{ij} и ΔU для всех точек измерения составляют более 0,91, следовательно, вторая гипотеза о геомагнитном источнике БТ подтверждается.

Из литературных источников известна классификация геомагнитных пульсаций (ГМП) по частотному диапазону (где T – период):

Рс1 ($T = 0,2 \div 5,0$ с), Рi1 ($T = 1 \div 40$ с);

Рс2 ($T = 5 \div 10$ с), Рi2 ($T = 40 \div 150$ с);

Рс3 ($T = 10 \div 45$ с), Рi3 ($T > 150$ с);

Рс4 ($T = 45 \div 150$ с);

Рс5 ($T = 150 \div 600$ с);

Рс6 ($T > 600$ с).ц

Здесь Рс1 – Рс6 – устойчивые вариации ГМП; Рi1 – Рi4 – иррегулярные вариации ГМП.

Амплитуда короткопериодных геомагнитных пульсаций (Pc1 – Pc2, Pi1) составляет сотые и десятки доли нанотесла, а длиннопериодных пульсаций (Pc6) может достигать нескольких сотен нанотесла.

Таким образом, частота колебаний разности потенциалов также должна соответствовать периоду более 600 с или частоте ниже 1,7 мГц. Проведем спектральный анализ результатов измерений при помощи программного пакета MATLAB Simulink. Результаты расчетов спектров полученных сигналов на примере точек 1 и 2 представлены на рис. 4.

На спектрах наблюдаются составляющие с частотами в диапазоне от $\sim 1 \cdot 10^{-4}$ Гц до $\sim 8 \cdot 10^{-4}$ Гц, что соответствует периодам колебаний от ~ 20 мин до ~ 3 ч, т.е. Pc6 в классификации геомагнитных вариаций, которые характеризуются максимальными величинами пульсаций.

В ЗАКЛЮЧЕНИЕ МОЖНО СДЕЛАТЬ СЛЕДУЮЩИЕ ВЫВОДЫ:

Высокие коэффициенты корреляции между массивами данных синхронных измерений силы тока и потенциала «труба — земля» в разных точках мг, удаленных более чем на 100 км, показывают единство источника блуждающего тока;

Корреляционный анализ показал, что коэффициент множественной линейной корреляции между величинами изменения силы тока (потенциала «труба — земля») и скорости этого изменения составляет от 0,91 до 0,94, что позволяет сделать вывод о возможности базирования наблюдаемого явления на эффекте электромагнитной индукции;

Спектральный анализ результатов измерений показал отсутствие в электрическом сигнале переменной составляющей, кратной промышленной частоте, наибольшую амплитуду имеют колебания, соответствующие по частоте геомагнитным пульсациям Pc6, имеющим также наибольшую амплитуду по величине изменения магнитного поля земли.

ТАКИМ ОБРАЗОМ, ДАННЫЕ ВЫВОДЫ СВИДЕТЕЛЬСТВУЮТ О ГЕОМАГНИТНОЙ ПРИРОДЕ НАБЛЮДАЕМОГО ИСТОЧНИКА БЛУЖДАЮЩЕГО ТОКА.



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Александров Ю.В., Агинец Р.В. Актуальные вопросы защиты от коррозии магистральных газонефтепроводов. – СПб. : Недра, 2012. – 400 с.
2. Винокурцев Г.Г. Защита от коррозии подземных трубопроводов и сооружений: учеб. пособие. – Ростов-на-Дону : Рост. гос. строит. ун-т, 2003. – 124 с.
3. Фуркин А.В. Совершенствование методик идентификации и оценка опасности источников блуждающих токов, воздействующих на магистральные нефтегазопроводы: дис... канд. техн. наук. – Ухта, 2012. – 154 с.
4. Hejda P., Bochnicek J. Geomagnetically induced pipe-to-soil voltages in the Czech oil pipelines during October-November 2003 // Annales Geophysicae. – 2005. – № 23. – P. 3089–3093.
5. Viljanen A., Koistinen A., Pajunpaa K., Pirjola R., Posio P., Pulkkinen A. Recordings of Geomagnetically Induced Currents in the Finnish Natural Gas Pipeline – Summary of an 11-year Period // Geophysics. – 2010. – № 46. – P. 59–67.
6. Osella A., Favetto A., Lopez E. Currents induced by geomagnetic storms on buried pipelines as a cause of corrosion // Journal of Applied Geophysics. – 1998. – № 38. – P. 219–233.
7. Boteler D.H., Edwall H.-E. Telluric Effects on Pipelines // Annales Geophysicae. – 2007. – Vol. 25. – P. 207–218.
8. Агинец Р.В., Фуркин А.В., Шкулов С.А. Исследование источника блуждающих токов в горной местности Северного Урала // Практика противокоррозионной защиты. – 2010. – № 3. – С. 29–32.
9. Пужайло А. Ф., Кривдин А.Ю., Вититнев О.Ю. и др. Устройство бесконтактного измерения тока катодной защиты. // Патент РФ 2379673. 20.01.2010.

REFERENCES

1. Aleksandrov Yu.V., Aginey R.V. Aktual'nye voprosy zashchity ot korrozii magistral'nykh gazonefteprovodov [Topical issues of corrosion protection of trunk gas and oil pipelines]. St. Petersburg, Nedra Publ., 2012. 400 p.
2. Vinokurtsev G.G., et al. Zashchita ot korrozii podzemnykh truboprovodov i sooruzheniy [The corrosion protection of underground pipelines and facilities]. Rostov-na-Donu, RGSU, 2003. 124 p.
3. Furkin A.V. Sovershenstvovaniye metodik identifikatsii i otsenka opasnosti istochnikov bluzhdayushchikh tokov, vozdeystvuyushchikh na magistral'nye neftegazoprovody. Diss. kand. tekhn. nauk [Improving the methods for the identification and evaluation of danger of sources of stray currents affecting the oil and gas pipelines. Cand.Tech.Sci. Diss.]. Ukhta, UGTU Publ., 2012. 154 p.
4. Hejda P., Bochnicek J. Geomagnetically induced pipe-to-soil voltages in the Czech oil pipelines during October-November 2003. Annales Geophysicae, 2005, no. 23, pp. 3089–3093.
5. Viljanen A., Koistinen A., Pajunpaa K., et al. Recordings of Geomagnetically Induced Currents in the Finnish Natural Gas Pipeline – Summary of 11-year Period. Geophysics, 2010, no. 46, pp. 59–67.
6. Osella A., Favetto A., Lopez E. Currents induced by geomagnetic storms on buried pipelines as a cause of corrosion. Journal of Applied Geophysics, 1998, no. 38, pp. 219–233.
7. Boteler D.H., Edwall H.-E. Telluric Effects on Pipelines. Annales Geophysicae, 2007, vol. 25, pp. 207–218.
8. Aginey R.V., Furkin A.V., Shkulov S.A. Issledovaniye istochnika bluzhdayushchikh tokov v gornoy mestnosti Severnogo Urals [Studying the source of stray currents in the mountain terrain of the Northern Urals]. Praktika protivokorroziionnoy zashchity, 2010, no. 3, pp. 29–32.
9. Puzhailo A.F., Krivdin A.Yu., Vititnev O.Yu., Spiridovich E.A., Krivdin R.A., Sharov O.B., Koptelov A.Yu. Ustroystvo beskontaktnogo izmereniya toka katodnoy zashchity [The device for noncontact measurement of current of cathodic protection]. Patent RF, no. 2379673, 2010.



УДК 622.691.4

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА (МГ) ТААС-ЮРЯХ – МИРНЫЙ – АЙХАЛ, НАХОДЯЩЕГОСЯ В МИРНИНСКОМ РАЙОНЕ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ). ПРОВЕДЕНА АНАЛИЗ ИМЕЮЩЕЙСЯ ДОКУМЕНТАЦИИ, ДЕФЕКТОСКОПИЯ, РАСЧЕТНАЯ ОЦЕНКА ОБЩЕГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДА И РАСЧЕТЫ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ДВУМЯ МЕТОДАМИ. ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ДЕФЕКТОСКОПИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ОБНАРУЖЕНЫ ОТКРЫТЫЕ УЧАСТКИ С НАРУШЕНИЕМ СПЛОШНОСТИ И РАЗРУШЕНИЕМ ИЗОЛЯЦИИ, НЕОБОРУДОВАННЫЕ ПЕРЕЕЗДЫ ТРАССЫ ГАЗОПРОВОДА И РАЗРУШЕНИЕ БАЛЛАСТИРОВКИ, ФУТЕРОВКИ.

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ТААС-ЮРЯХ – МИРНЫЙ – АЙХАЛ

В СТАТЬЕ ТАКЖЕ ПРЕДСТАВЛЕНА ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА МГ НА ОСНОВЕ РАЗРАБОТАННОЙ АВТОРАМИ МЕТОДИКИ, КОТОРАЯ НЕ ТРЕБУЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ И СЛОЖНОЙ АППАРАТУРЫ. ДЛЯ СРАВНИТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ БЫЛ ПРОВЕДЕН РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ЭТОГО ЖЕ МГ ПО ИЗМЕНЕНИЮ ПЛАСТИЧНОСТИ МАТЕРИАЛА ТРУБ, И ПО РЕКОМЕНДАЦИЯМ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ РОСТЕХНАДЗОРА БЫЛ ВЫБРАН МИНИМАЛЬНО РАССЧИТАННЫЙ ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС.

А.М. БОЛЬШАКОВ,
А.Р. ИВАНОВ
-
Институт физи-
ко-технических
проблем Севера
им. В.П. Ларионова
СО РАН, РФ, Якутск
a.m.bolshakov@iptpn.
ysn.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
остаточный ресурс,
расчеты на прочность,
предельное состояние,
магистральный
газопровод.

OPERATING
ASSESSMENTS OF
TAAS-YURYAKH –
MIRNY – AIKHAL GAS
PIPELINE

BOL'SHAKOV A.M.
IVANOV A.R.

Larionov Institute
of the Physical-
Technical Problems
of the North of the RAS
SB, RF, Yakutsk
a.m.bolshakov@iptpn.
ysn.ru

This paper summarises comprehensive performance assessment of Taas-Yuryakh – Mirny – Aikhal gas pipeline running across Mirny territory in Yakutia (Sakha). The analysis covered existing documents, flaw detection reports, general performance estimates and remaining life assessments (2 methods). The flaw reports helped us locate open pipeline parts with discontinuity segments and coating damage as well as inadequately equipped road and rail crossings along with damaged ballasting and lining. In addition, the authors present their assessment of pipeline remaining life, based on their original methodology which does not need non-destructive testing and advanced equipment. These results were then compared with similar life estimates based on pipe steel plasticity and other existing recommended practices. The optimum figures were chosen as a result.

KEYWORDS:
service life, remaining
life, strength, estimates,
limiting state, gas
pipeline.



ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС ГАЗОПРОВОДА ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ НА ОСНОВАНИИ АНАЛИЗА УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ И КРИТЕРИЕВ ПРЕДЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ

Магистральный газопровод Таас-Юрях — Мирный — Айхал построен и функционирует в зоне распространения многолетне-мерзлых грунтов. На протяжении 30 лет стабильная эксплуатация газопроводных систем обеспечивает основным топливом г. Мирный, пос. Светлый, Чернышевский и Айхал. Газопровод, смонтированный в 1985 г., изготовлен из труб диаметром 530 мм с толщиной стенки 6 мм, материал труб — низкоуглеродистая сталь марки 09Г2С производства Nippon Steel Corporation, Япония. Трубопровод проложен подземным способом на глубине 0,5-1,0 м, протяженность исследованного участка трассы составляет около 100 км. Способ сварки газопровода — ручная электродуговая с применением электродов марки УОНИ 13/55. Рабочее давление 4,5 МПа.

В ходе исследования были проведены анализ технической и эксплуатационной документации, съемка трассы газопровода, визуально-измерительный ультразвуковой контроль, измерение толщины и твердости стенки труб, определение блуждающих токов и коррозионной агрессивности грунтов, расчетная оценка напряженно-деформированного состояния трубопровода, определение механических свойств по показателям твердости, расчет остаточного ресурса.

По результатам обследования состояния трассы газопровода обнаружено следующее:

На большей части трассы МГ есть густая поросль, что противоречит безопасной эксплуатации объекта;

Имеются открытые участки газопровода с оголением;

На всех обводненных участках обвалование газопровода размыто;

Имеются необорудованные переезды трассы МГ, на оборудованных переездах отсутствуют знаки;

На подводных переходах балластировка смещена либо разрушена (рис. 1), футеровка в некоторых подводных переходах разрушена.

По результатам диагностирования состояния изоляционного покрытия газопровода установлено, что на открытых участках обнаружены нарушение сплошности и разрушение изоляции (рис. 2), а также слабая адгезионная способность. Данные анализа показывают на несоответствие изоляционного покрытия газопро-

вода требованиям ГОСТ 9.602-89. По результатам определения механических свойств металла газопровода неразрушающим методом (по измерению твердости) значения предела прочности σ_b и предела текучести σ_t соответствуют критериальному соотношению и марке стали 09Г2С по ГОСТ 380-88. По результатам определения коррозионной агрессивности проб грунтов к углеродистой и низколегированной стали установлено, что из общего числа число проб грунта с высокой коррозионной активностью составило 15%, со средней — 60%, с низкой — 25%.

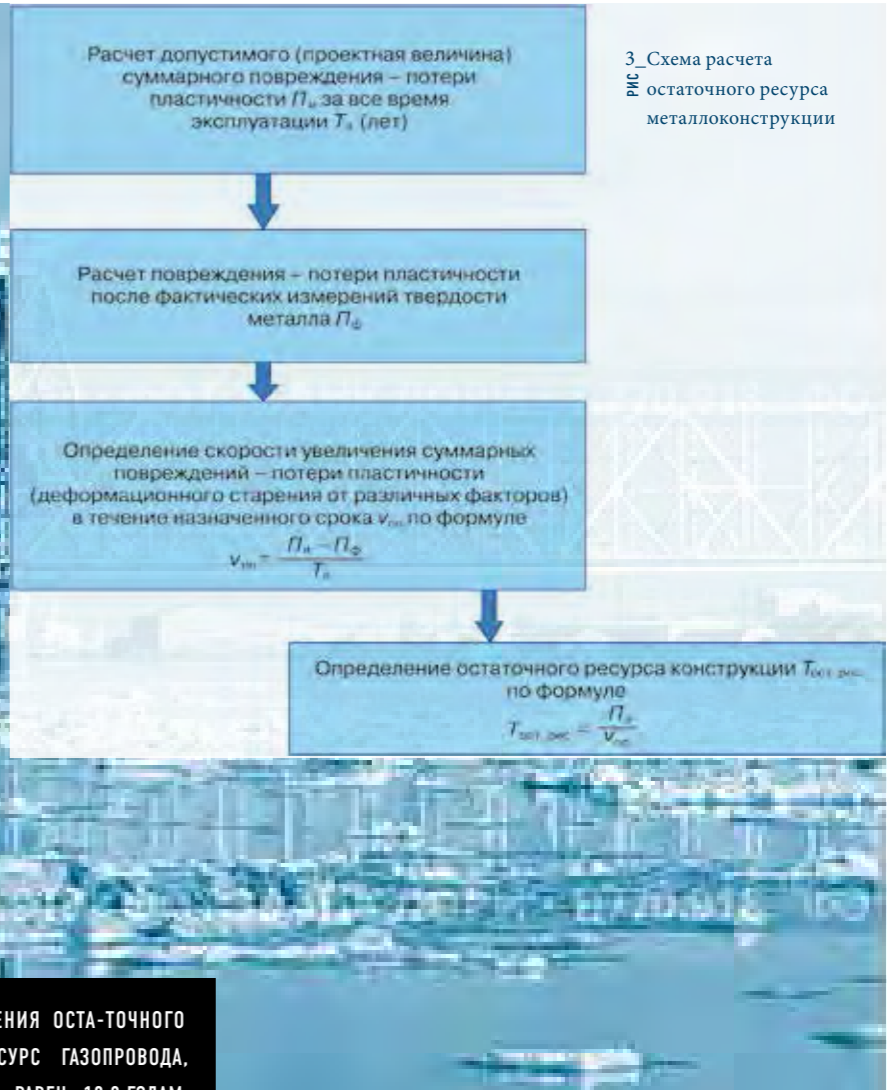
Остаточный ресурс газопровода определяется на основании анализа условий эксплуатации, результатов технического диагностирования и критериев предельного состояния. Когда остаточный ресурс определяется на основании рассмотрения нескольких критериев предельного состояния, то остаточный ресурс назначается по тому критерию, который определяет минимальный срок остаточного ресурса. На основе проведенных экспериментальных исследований и с использованием разработанной методики [1-3] была проведена оценка остаточного ресурса магистрального газопровода Таас-Юрях — Мирный — Айхал.



1_Участок
рис с изгибом



2_Участок
рис с отсутствием
изоляции



В соответствии с приведенной схемой (рис. 3) определим следующее:

Допустимое исходное значение потери пластичности, исходя из анализа, примем равным $\Pi_{\text{до}} = 0,8$;

В течение 30 лет эксплуатации твердость металла газопровода повысилась с 78НВ (в исходном состоянии) до 108НВ и составила фактическую потерю пластичности $\Pi_{\text{ф}} = 0,722$, а скорость потери пластичности за весь период эксплуатации в среднем составила $v_{\text{ст}} = 0,0026$ в год⁻¹;

При выполнении условий по данной схеме (см. рис. 3), исходя из оценки скорости потери пластичности за время эксплуатации, определяется время — 19,2 лет (остаточный ресурс) до следующей оценки состояния газопровода, которое согласуется с контролирующими и надзорными органами;

Эксплуатационное повреждение — потеря пластичности $\Pi_{\text{ф}}$ для газопроводов принимается равным 0,05, для резервуаров — 0,095.



Для сравнительного анализа результатов предложенного метода оценки остаточного ресурса был проведен расчет остаточного ресурса этого же магистрального газопровода согласно [4]. По результатам расчетов остаточного срока службы газопровода по изменению пластичности материала труб получены следующие данные: полученный минимальный остаточный ресурс $T_{\text{ост.рес.}} = 59$ лет, что превышает срок 20 лет, согласно [4] его следует принять равным 20 годам.

ТАКИМ ОБРАЗОМ, ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ВЫЯСНЕНО, ЧТО ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС ГАЗОПРОВОДА, ВЫЧИСЛЕННЫЙ ПО РАЗРАБОТАННОМУ МЕТОДУ, РАВЕН 19,2 ГОДАМ, А ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС, РАССЧИТАННЫЙ СОГЛАСНО [4], РАВЕН 20 ГОДАМ. ПО РЕКОМЕНДАЦИЯМ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ РОСТЕХНАДЗОРА ПРИ ОЦЕНКЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА НЕСКОЛЬКИМИ МЕТОДАМИ ВЫБИРАЕТСЯ МИНИМАЛЬНО РАССЧИТАННЫЙ ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС.



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Иванов А.Р., Большаков А.М. Способ оценки остаточного ресурса по изменению потери пластичности конструкционной стали // Патент РФ № 2555508, 19.02.2014 г.
2. Иванов А.Р. Разработка методики оценки остаточного ресурса трубопроводов и резервуаров, работающих в условиях Крайнего Севера: дис. канд. техн. наук. – Новосибирск, 2011. – 18 с.
3. Большаков А.М., Иванов А.Р. Методика оценки остаточного ресурса металлоконструкций, эксплуатирующихся в условиях Крайнего Севера // Безопасность труда в промышленности. – 2014. – № 2. – С. 73–75.
4. РД 12-411-01. Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов. – М.: НТЦ «Промышленная безопасность», 2004.

REFERENCES

1. Ivanov A.R., Bol'shakov A.M. Sposob otsenki poteri plastichnosti po izmeneniyu mikrotrverdosti konstruksionnoy stali [The method of estimating the loss of plasticity on change of microhardness of structural steel]. Patent RF, № 2382351, 2010.
2. Ivanov A.R. Razrabotka metodiki otsenki ostatocnogo resursa truboprovodov i rezervuarov, rabotayushchikh v usloviyakh Krainego Severa. Diss. kand. tekhn. nauk [Development of methodology for assessing the residual life of pipelines and reservoirs operating under Far North conditions. Cand. Tech.Sci. Diss.]. Novosibirsk, 2011. 18 p.
3. Bol'shakov A.M., Ivanov A.R. Metodika otsenki ostatocnogo resursa metallokonstruksiy, ekspluatiruyushchikhsya v usloviyakh Krainego Severa [Methodology for assessing the residual life of metal structures exploited in conditions of Far North]. Bezopasnost' truda v promyshlennosti, 2014, no. 2, pp.73-75.
4. RD 12-411-01. Instruksiya po diagnostirovaniyu tekhnicheskogo sostoyaniya podzemnykh stal'nykh gazoprovodov [RD 12-411-01 "Instructions for diagnostics of technical condition of underground steel gas pipelines"]. Moscow, NTTs Promyshlennaya bezopasnost' Publ., 2004. p

ОДНИМ ИЗ ОСНОВОПОЛАГАЮЩИХ ФАКТОРОВ ПОДДЕРЖАНИЯ В РАБОТСПОСОБНОМ СОСТОЯНИИ ОБЪЕКТОВ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РФ ЯВЛЯЮТСЯ СВОЕВРЕМЕННЫЕ И КАЧЕСТВЕННЫЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ОБЪЕКТОВ. ИМЕННО ЭТИ СТРАТЕГИЧЕСКИ ВАЖНЫЕ ВИДЫ РАБОТ ВХОДЯТ В ЗОНУ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ХОЛДИНГА ООО «ГАЗПРОМ ЦЕНТРРЕМОНТ»

РЕМОНТ: ФИЛОСОФИЯ КАЧЕСТВА

В ОСНОВЕ —
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД

К созданию оптимальной системы техобслуживания и ремонта в отрасли шли долгие годы. Для того чтобы сформировать подобную систему, внедрялись самые разные схемы: централизация, децентрализация, различные варианты сочетания этих подходов. В итоге удалось создать полноценную ремонтную систему, когда под одним управлением соединяются все необходимые компоненты, включающие разные направления деятельности.

Сегодня в составе ООО «Газпром центрремонт» за различные направления деятельности отвечают дочерние компании: АО «Центрэнергогаз», ОАО «Газэнергосервис», ОАО «Оргэнергогаз», АО «Газпром электрогаз», АО «Тюменские моторостроители», ООО «Газпром подземремонт Оренбург» и ООО «Газпром подземремонт Уренгой». Наличие в составе холдинга «Газпром центрремонт» вышеперечисленных сер-

висных компаний с возможностью привлечения «на субподряд» других организаций позволяет выполнять практически все виды ремонта.

РАБОТА НА РЕЗУЛЬТАТ

По итогам девяти месяцев текущего года выполнены работы по техническому обслуживанию и ремонту ТОиР более чем на 33 тыс. объектов ЕСГ. В частности, за этот период времени силами компаний холдинга в полном объеме реализована годовая программа такого важнейшего направления, как капитальный ремонт 133 газораспределительных станций. Также отремонтировано 412 газоперекачивающих агрегатов, 288 скважин, 53 нитки подводных переходов, 36 объектов линейной части магистральных газопроводов, 20 объектов технологических трубопроводов компрессорных станций.

Необходимо отметить участие ООО «Газпром центрремонт» в вос-



Д. В. ДОВЕВ
—
генеральный
директор
ООО «Газпром
центрремонт»



ООО «Газпром центрремонт»
117630, Россия,
г. Москва,
ул. Обручева,
д. 23, стр. 3
—
т/ф: 8 (499) 580 4580
gcr@gcr.gazprom.ru
www.centrrremont.
gazprom.ru

На правах рекламы



ПО ИТОГАМ 9 МЕСЯЦЕВ ТЕКУЩЕГО ГОДА
ВЫПОЛНЕНЫ РАБОТЫ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ
ОБСЛУЖИВАНИЮ И РЕМОНТУ ТОиР
БОЛЕЕ ЧЕМ НА

33
ТЫС. ОБЪЕКТОВ ЕСГ.

В УХОДЯЩЕМ ГОДУ В ООО «ГАЗПРОМ ЦЕНТРРЕМОНТ» БЫЛА ОРГАНИЗОВАНА РАБОТА ПО ВНЕДРЕНИЮ КОРПОРАТИВНЫХ СТАНДАРТОВ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ОХРАНОЙ ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПАО «ГАЗПРОМ» (СТО СЕРИИ 18000), ЗАВЕРШАЮЩИМ ЭТАПОМ КОТОРОЙ СТАНЕТ ПРОВЕДЕНИЕ В 2016 Г. СЕРТИФИКАЦИИ СИСТЕМЫ НА СООТВЕТСТВИЕ ТРЕБОВАНИЯМ МЕЖДУНАРОДНОГО СТАНДАРТА OHSAS 18001

объектов ООО «Газпром Кыргызстан». Силами дочерней компании холдинга АО «Центрэнергогаз» произведен комплексный капитальный ремонт газоперекачивающего оборудования компрессорной станции Сокулук.

Что касается важного направления — ремонта двигателей судового типа, то ежегодно на производственных площадях специализированного дочернего предприятия холдинга — АО «Тюменские моторостроители» — ремонтируется не менее 60 газотурбинных двигателей. За последние годы увеличена номенклатура ремонта и производства запасных частей на заводах другой дочерней компании холдинга — ОАО «Газэнергосервис». Уже сегодня можно говорить не только о локализации на заводах холдинга «Газпром центрремонт» производства запасных частей к газотурбинным двигателям для газоперекачивающих агрегатов иностранного производства, но и о возможности изготовления необходимых для отрасли новых типов двигателей.

Помимо указанных ранее направлений ремонта в рамках подготовки ЕСГ к зимнему периоду был проведен ремонт 155 объектов тепловодоснабжения.

В целях обеспечения надежной эксплуатации оборудования при пиковых нагрузках в осенне-зимний период компаниями холдинга

проводится регламентное обслуживание основного и вспомогательного оборудования компрессорных станций. Подобные работы проведены более чем на 11 тыс. объектов ЕСГ.

КАЧЕСТВО КАК ПРИОРИТЕТ

Качество выполнения работ по ТОиР объектов Единой системы газоснабжения влияет не только на надежность ее эксплуатации, но и на безопасность. В ООО «Газпром центрремонт» этому вопросу уделяется большое значение. С самого начала деятельности холдинга «Газпром центрремонт» система контроля качества строилась таким образом, чтобы охватить все этапы

выполнения работ, начиная с экспертизы проектов и заканчивая приемкой законченных ремонтных объектов, что позволяет свести к минимуму риски возникновения инцидентов во время эксплуатации оборудования. Сегодня организацию работ по контролю качества успешно осуществляют специализированные подразделения головного офиса и территориальных управлений компании.

БЕЗОПАСНОСТЬ ПРЕВЫШЕ ВСЕГО

Работа по обеспечению безопасных условий труда сотрудников во всех подразделениях компаний холдинга ведется постоянно. Также действует система обучения и проверки знаний, повышения квалификации работников по охране труда, промышленной и пожарной безопасности.

В уходящем году в ООО «Газпром центрремонт» была организована работа по внедрению корпоративных стандартов единой системы управления охраной труда и промышленной безопасности ПАО «Газпром» (СТО серии 18000), завершающим этапом которой станет проведение в 2016 г. сертификации системы на соответствие требованиям международного стандарта OHSAS 18001. Это позволит повысить эффективность управления охраной труда и промышленной безопасности сотрудников Общества в условиях возрастающих требований законодательства в этой области, а также усилить работу, направленную на снижение уровня рисков в области охраны профессионального здоровья и безопасности.

Помимо этого в 2016 г. планируется проведение ряда мероприятий, посвященных теме охраны труда, в том числе обучающих семинаров на тему проведения работ в условиях повышенной производственной опасности, для организации которых разработаны соответствующие обучающие программы.



- 1_Ремонт скважины
- 2_Токарная обработка роторов турбин
- 3_Изготовление запасных частей
- 4_Ремонт газотурбинного двигателя

РАССМОТРЕНО ПОНЯТИЕ МАЛОАМПЛИТУДНОЙ СТРУКТУРНОЙ ЛОВУШКИ ВОДОНОСНОГО ПЛАСТА ПХГ. ПОКАЗАНЫ ОСНОВНЫЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ИНТЕНСИВНЫХ ИЗБИРАТЕЛЬНЫХ ЛАТЕРАЛЬНЫХ ПЕРЕТОКОВ ГАЗА ПРИ СОЗДАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПХГ В МАЛОАМПЛИТУДНЫХ ЛОВУШКАХ НЕОДНОРОДНЫХ ВОДОНОСНЫХ ПЛАСТОВ. ПРЕДСТАВЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЛАТЕРАЛЬНЫХ ПЕРЕТОКОВ ГАЗА И СПОСОБЫ АКТИВИЗАЦИИ ДРЕНИРОВАНИЯ ПЕРИФЕРИЙНЫХ СКОПЛЕНИЙ ПЕРЕТОЧНОГО ГАЗА В ВОДОНОСНЫХ ПЛАСТАХ ПХГ.

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЛАТЕРАЛЬНЫХ ПЕРЕТОКОВ ГАЗА В МАЛОАМПЛИТУДНЫХ ЛОВУШКАХ ВОДОНОСНЫХ ПЛАСТОВ ПХГ

НА ПРИМЕРЕ ЧЕТЫРЕХ ХАРАКТЕРНЫХ ПХГ ПОКАЗАНЫ ОСОБЕННОСТИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ РАССМОТРЕННЫХ МЕТОДОВ, КОТОРЫЕ ЗАКЛЮЧАЮТСЯ В УВЕЛИЧЕНИИ СООТНОШЕНИЯ АКТИВНОГО И БУФЕРНОГО ОБЪЕМОВ ГАЗА В ПЛАСТЕ, ПРОДЛЕНИИ ПЕРИОДА МАКСИМАЛЬНОЙ СУТОЧНОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ И СОКРАЩЕНИИ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ СЕЗОНОВ ОТБОРА, СНИЖЕНИИ ВОДНОГО ФАКТОРА ОТБИРАЕМОГО ГАЗА, УМЕНЬШЕНИИ ВЫХОДА СКВАЖИН ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПО ПРИЧИНЕ ОБВОДНЕНИЯ К КОНЦУ СЕЗОНОВ ОТБОРА.



А. А. МИХАЙЛОСКИЙ,
В. А. СКУФИНСКИЙ
-
ООО «Газпром
ВНИИГАЗ», РФ,
Московская обл.
A_Mikhailovsky@
vniigaz.gazprom.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
регулирование,
латеральные
перетоки газа,
малоамплитудная
ловушка, водоносный
пласт, ПХГ

LATERAL GAS FLOW
CONTROL FOR GAS
STORAGE WATER SAND
LOW-AMPLITUDE
TRAPS

MIKHAILOVSKIY A.A
SKUFINSKIY V.A

ООО Gazprom
VNIIGAZ, RF,
Moskovskaya obl
A_Mikhailovsky@
vniigaz.gazprom.ru

The authors address the nature of low-amplitude structural traps in gas storage water strata. They point out their key fluid flow aspects and technology implications of intense, selective lateral gas flow under gas storage creation and operation in such low-amplitude traps of non-uniform water bearing sands. The paper summarises the key technology approaches to lateral gas flow management along with methods for flowing gas peripheral accumulation draining in gas storage water strata. Using four characteristic storage locations, the study points out potential applications for these methods aimed to benefit active and buffer gas content of beds, longer high daily capacity periods, cutting offtake season duration, lower water content of gas offtakes, ways to minimise placing wells off-service due to extensive waterflooding closer to end of offtake periods, and more.

KEYWORDS:
process control,
management, lateral
gas flow, low-amplitude
trap, water strata, gas
storage.



В НАИБОЛЕЕ ОБЩЕМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ АСПЕКТЕ АМПЛИТУДНОСТЬ ЛОВУШКИ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ КАК ГЕОЛОГО-ГЕОМЕТРИЧЕСКИМИ, ТАК И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ФАКТОРАМИ

Высокая потребность в ПХГ уже в конце 50-х гг. прошлого столетия и отсутствие вблизи крупных промышленных центров месторождений газа и нефти вызвали необходимость использования водоносных пластов для создания газохранилищ.

В существующих геологических условиях 10 ПХГ из 12 в водоносных пластах, расположенных на территории России и части ближнего зарубежья, пришлось создавать в малоамплитудных антиклинальных структурных ловушках. В упрощенном геометрическом подходе под малоамплитудной антиклинальной структурной ловушкой часто понимают ловушку, амплитуда которой не превышает 30-40 м, или ловушку с углом наклона крыльев в пределах полуградуса. Однако ловушка при значительной площади, даже с амплитудой выше 30-40 м, может характеризоваться как малоамплитудная. Ловушка с углами наклона крыльев более полуградуса также может рассматриваться как малоамплитудная в случае высокой репрессивной воронки пластового давления, создаваемой, например, в низкопроницаемых пластах.

В наиболее общем гидродинамическом аспекте амплитудность ловушки определяется как геолого-геометрическими, так и технологическими факторами. Профессором Е. В. Левыкиным предложен гидродинамический критерий амплитудности ловушки — коэффициент амплитудности, который представляет собой отношение гидростатического напора, соответствующего высоте залежи, к максимальной репрессивной воронке давления в пласте [1]. Репрессивная воронка пластового давления складывается из гравитационной и фильтрационной составляющей потерь пластового давления.

К малоамплитудным относятся ловушки с коэффициентом амплитудности не более 0,15. В малоамплитудных ловушках влияние гравитационной составляющей не превышает 13%. Это означает, что при создании ПХГ в зонально неоднородных пластах преимущественные направления латеральных перетоков газа от зоны закачки и формирование «границ» искусственных газовых залежей в малоамплитудных ловушках будут определяться не гипсометрией кровли, а повышенными коллекторскими свойствами пласта.

Основная гидродинамическая особенность латеральных перетоков газа в малоамплитудных ловушках водоносных пластов ПХГ заключается в том, что в результате всплывания и опережающего продвижения газа по кровле пласта происходит его «растекание» по площади [2]. Закачиваемый газ по кровельной части пласта может распространяться на значительные расстояния от зоны закачки. При этом газовойодяной контакт (ГВК) не принимает горизонтальную плоскость, а может занимать более низкие абсолютные отметки глубин на внешнем контуре по сравнению с зоной расположения скважин. В результате «растекания» газа образуется тонкая искусственная газовая залежь, газонасыщенная толщина которой обычно не превышает одного-двух десятков метров, а размеры по площади могут достигать нескольких километров в диаметре. В зонально неоднородных пластах растекание газа осложняется избирательными латеральными перетоками от зоны закачки, которые могут приводить к смещению газовой залежи относительно зоны расположения скважин и формированию сложной из-за газовых языков конфигурации контура ГВК.

90%

ОБВОДНЕНИЕ ФОНДА
СКВАЖИН НА КОНЕЦ
СЕЗОНОВ ОТБОРА

ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЛАТЕРАЛЬНЫХ ПЕРЕТОКОВ ГАЗА ИСПОЛЗУЮТСЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ МАСШТАБНОЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРОИСХОДЯЩИЕ В ПЛАСТЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ

Переточный газ может скапливаться в значительных слабодренлируемых объемах в удаленных от скважин периферийных зонах пласта и не принимать активного участия в отборах по причине затрудненной газодинамической связи со скважинами [3, 4]. В некоторых случаях возможна гидродинамическая изоляция части скоплений переточного газа от зоны расположения скважин. Избирательные латеральные перетоки газа способствуют неравномерному обводнению газовой залежи пластовыми водами в сезонах отбора. Кроме того, такие перетоки обуславливают риски возникновения пластовых потерь газа в результате неконтролируемого ухода за пределы ограниченной ловушки.

Значительные избирательные латеральные перетоки газа от зоны закачки на периферию приводят к следующим негативным последствиям: уменьшению соотношения активного и буферного объемов

газа в пласте (значительно ниже 1:1), необходимости снижения минимального пластового давления в зоне эксплуатационных скважин для обеспечения условий стабилизации и многолетней установившейся циклической эксплуатации газовой залежи, что усложняет условия эксплуатации скважин при водо- и пескопроявлениях. Кроме того, избирательные латеральные перетоки газа обуславливают снижение темпов и увеличение продолжительности периодов закачки и отбора активного газа (более 150 сут), повышенный водный фактор отбираемого газа (до нескольких десятков литров воды на 1 тыс. м³ газа), активизацию пескопроявлений в скважинах в условиях рыхлых коллекторов, усложнение условий эксплуатации скважин с необходимостью выноса пластовой воды и породы с забоев, по стволу и шлейфам, а также преждевременное выбитие скважин из эксплуатации по причине обводнения и пескопроявлений.

Для эффективного регулирования латеральных перетоков газа используются технологические методы, обеспечивающие масштабное гидродинамическое воздействие на происходящие в пласте фильтрационные процессы. В каждом конкретном случае имеется оптимальная степень применения и сочетания таких методов. К этим методам относятся: зонально-концентрированное размещение эксплуатационных скважин в палеосводовых зонах с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пласта в сводовых и присводовых частях структуры; ограничение темпов нагнетания газа, при которых не происходит значительное опережение продвижения газа по кровле пласта по сравнению с его подошвой, особенно в пластах с невысокой проницаемостью. К числу таких методов также относятся: «неглубокие» сезонные отборы газа в первые годы сооружения ПХГ; регулирование темпов и объемов

закачки и отбора газа по группам скважин, расположенных на разных направлениях латеральных перетоков газа (площадное регулирование). Кроме того, эти методы включают: регулирование по разрезу слоистого пласта темпов и объемов закачки и отбора газа (селективное регулирование), в том числе закачку под ГВК и слабопроницаемую перемычку. Оптимизация технологических режимов закачки и отбора газа на ПХГ, предусматривающая изменение временного по декадам, месяцам и кварталам графика закачки и отбора газа и сокращение продолжительности осеннего нейтрального периода, также принадлежит к таким методам.

Рассмотрим методы, используемые для регулирования латеральных перетоков газа в малоамплитудных ловушках водоносных пластов, и полученные результаты на примере четырех характерных ПХГ.

ПХГ-1 к 2007 г. было полностью обустроено, закачан весь общий объем газа, однако на проектные показатели по отбору активного газа не вышло. В процессе создания хранилища среднее давление в залежи за цикл превышало гидростатическое давление на среднем уровне ГВК, и как следствие, от года к году продолжалось расширение газовой залежи, в основном за счет латеральных перетоков газа на периферию. Эксплуатация хранилища до 2013 г. характеризовалась низким соотношением активного и буферного объемов газа в пласте 1:5; продолжительностью периода отбора до 250 сут; высоким водным фактором — около 100 л/тыс. м³; обводнением до 90% фонда скважин на конец сезонов отбора.

Основная сложность работы ПХГ-1 заключается в отсутствии возможности отбора всего объема активного газа существующим фондом эксплуатационных скважин.

Это явилось следствием языкообразного растекания газа по площади преимущественно в южном и северном направлениях на большие расстояния от зоны расположения скважин. Другой причиной стало образование зон значительных слабо дренируемых объемов газа и сокращение дренируемых объемов газа в зоне расположения скважин до 25% от общего объема газа в пласте.

В целях предотвращения дальнейшего растекания газа начиная с 2013 г. на ПХГ-1 реализуется программа по частичному невосполнению в сезонах закачки объемов газа, отбираемых в сезонах отбора. Для приобщения к более активному дренированию периферийных скоплений переточного газа проводятся работы по «углублению» депрессионной воронки давления в пласте за счет снижения устьевых давлений путем компрессорного отбора и уменьшения давления в соединительном газопроводе.

В результате, как показывают замеры пластового давления в пьезометрических скважинах, происходит активизация дренирования периферийных скоплений переточного газа с южного и северного направлений. Кроме того, рассматриваются возможности в перспективе периодической закачки и отбора, с учетом ежегодных межзональных перетоков газа, в удаленной южной слабодренируемой газонасыщенной зоне пласта с использованием дополнительных скважин.

Оптимизация технологических режимов закачки и отбора и мероприятия по активизации дренирования периферийных скоплений переточного газа обеспечили сокращение объемов газа в периферийных частях пласта — на 17% в северной части и на 13% в южной части. Кроме того, это позволило увеличить соотношение активного и буферного объемов газа до 1:4, сократить продолжительность

отбора газа на 70 сут, снизить максимальный водный фактор почти в 2 раза и уменьшить число обводненных скважин на конец сезонов отбора.

В процессе формирования искусственной газовой залежи ПХГ-2 в результате активного растекания газа сформировалась слабодренируемая газонасыщенная зона на северо-восточной переклинали в районе скважин сборного пункта СП-6.

Площадное регулирование закачки-отбора газа по сборным пунктам и изменение технологического режима отбора газа на ПХГ обеспечило «компактизацию» залежи в северо-восточном направлении; продление «полки» максимальной суточной производительности и сокращение периода отбора на 30 сут; снижение максимального водного фактора; уменьшение обводнения фонда скважин. Площадное регулирование заклю

В ЦЕЛЯХ УСКОРЕНИЯ
СОЗДАНИЯ ПХГ-4
В НИЗКОПРОНИЦАЕМОМ
ПЛАСТЕ ПРЕВЫШЕНИЕ
ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ
В ЗАЛЕЖИ НАД НАЧАЛЬНЫМ
ДАВЛЕНИЕМ ДОСТИГАЛО

77% 30-40%

чалось в ограничении объемов и проведении закачки в скважины СП-6 в заключительные периоды сезонов и проведении допустимых отборов в начале сезонов.

На ПХГ-3 изначально, при ограниченном объеме геолого-промысловой информации, предлагалась закачка газа в нагнетательные скважины, расположенные в погруженных частях структуры. При этом предполагалось, что газ будет всплывать в сводовую часть и «формировать» газонасыщенную толщину в зоне эксплуатационных скважин. Однако в связи с повышенной слоистостью прикровельной части пласта и пониженными ФЕС в своде по сравнению с крыльями структуры газ растекался по кровле в северо-восточном и юго-западном направлениях.

Начиная с 2010 г. на ПХГ-3 реализуется площадное и селективное регулирование закачки и отбора газа. Основная задача распределения объемов закачки и отбора газа по группам скважин заключалась в сокращении растекания газа, а также в снижении темпов закачки газа в страдечский пласт в конце сезонов закачки при высоком давлении в пласте. Площадное и селективное регулирование закачки и отбора газа обеспечило сокращение объемов газа в северо-восточной и юго-западной частях структуры. Это позволило увеличить соотношение активного и буферного объемов газа; уменьшить продолжительность отбора газа на 40 сут; снизить водный фактор в 20-25 раз; сократить обводнение скважин на конец сезонов отбора газа в 6 раз.

На ПХГ-4 структурная ловушка по кровле пласта-коллектора осложнена двумя куполами — западным и восточным. Пласт-коллектор имеет региональное воздымание в восточном направлении. Отметка кровли в своде восточного купола гипсометрически выше на 40 м западного купола. Пласт-коллектор характеризуется сравнительно невысокой проницаемостью, не превышающей 0,5 мкм². Западный и восточный купола разделяются слабопроницаемой зоной. В целях ускорения создания ПХГ-4 в низкопроницаемом пласте превышение пластового давления в залежи над начальным давлением достигало 77%. На подземных хранилищах при средних значениях проницаемости пластов это превышение обычно не более 30-40%.

В процессе создания хранилища возникли следующие сложности: языкообразное растекание газа по площади, особенно в северо-восточном (в сторону Ханарыкского поднятия) и восточном (в сторону Майской структуры) направлениях, а также перетоки газа из западного купола в восточный купол структуры. Кроме того, образовалась значительная по объемам газа слабодренiruемая область в сводовой части и на северо-восточном крыле восточного купола. При этом часть газа ушла в Майскую структуру, где произошла ее гидродинамическая изоляция от скважин ПХГ.



НА ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩАХ
ПРИ СРЕДНИХ ЗНАЧЕНИЯХ ПРОНИЦАЕМОСТИ
ПЛАСТОВ ЭТО ПРЕВЫШЕНИЕ ОБЫЧНО
НЕ БОЛЕЕ

НА 40
СУТОК УМЕНЬШЕНА
ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ
ОТБОРА ГАЗА

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Левыкин Е.В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах. – М.: Недра, 1973. – 208 с.
2. Бузинов С.Н., Михайловский А.А., Соловьев А.Н., Парфенов В.И. Щелковское подземное хранилище газа: проблемы, решения и перспективы. – М.: ИРЦ Газпром, 2003. – 58 с.
3. Михайловский А.А., Григорьев А.В. Исследование и прогнозирование слабодренiruемых и недренiruемых объемов газа на ПХГ // Газовая промышленность. – 2004. – № 5. – С. 60–62.
4. Михайловский А.А., Исаева Н.А. Влияние технологического режима эксплуатации ПХГ на динамику искусственной газовой залежи // Газовая промышленность. – 2013. – № 4. – С. 68–70.

Для регулирования латеральных перетоков газа использовались следующие методы:

снижение давления и темпов нагнетания газа в пласт и перераспределение объемов закачки и отбора газа по куполам и группам скважин. По восточному куполу объем закачки газа за сезон был снижен примерно в 3 раза, при этом объем отбора за сезон превысил объем закачки на величину годовых межкупольных перетоков, которые оценивались в 25-30 млн м³. По западному куполу объем закачки газа за сезон был увеличен примерно в 1,6 раза, а объем отбора за сезон стал ниже объема закачки на величину перетоков.

Реализация указанных методов регулирования позволила прекратить перетоки газа в Майскую структуру; увеличить активный объем газа в 1,5 и максимальный суточный отбор в 1,4 раза. Таким образом, представленные результаты показывают, что использование технологических методов регулирования латеральных перетоков газа и активизации дренирования периферийных скоплений переточного газа, обеспечивающих масштабное гидродинамическое воздействие на пластовые фильтрационные процессы, является эффективным средством повышения надежности и безопасности сооружения и эксплуатации ПХГ в малоамплитудных ловушках водоносных пластов.

REFERENCES

1. Levykin E.V. Tekhnologicheskoye proektirovaniye khraneniya gaza v vodonosnykh plastakh [Technological design of gas storage in aquifers]. Moscow, Nedra Publ., 1973. 208 p.
2. Buzinov S.N., Mikhailovskiy A.A., Solov'yev A.N., Parfenov V.I. Shchelkovskoye podzemnoye khranilishche gaza: problemy, resheniya i perspektivy [Schelkovskoye underground gas storage: Pproblems, solutions and prospects]. Moscow, IRTs Gazprom Publ., 2003. 58 p.
3. Mikhailovskiy A.A., Grigor'yev A.V. Issledovaniye i prognozirovaniye slabodreniruemykh i nedreniruemykh ob'emov gaza na PKhG [Research and forecasting poorly drained and not drained volumes of gas at underground gas storage]. Gazovaya Promyshlennost' – Gas Industry, 2004, no. 5, pp. 60–62.
4. Mikhailovskiy A.A., Isayeva N.A. Vliyaniye tekhnologicheskogo rezhima ekspluatatsii PKhG na dinamiku iskusstvennoy gazovoy zalezhi [Gas storage control: implications for cavern dynamics]. Gazovaya Promyshlennost' – Gas Industry, 2013, no. 4, pp. 68–70.

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ В ПАО «ГАЗПРОМ» СОЗДАНА И ЭФФЕКТИВНО ФУНКЦИОНИРУЕТ СИСТЕМА ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ОПРЕДЕЛЕН ПОРЯДОК ПРОДЛЕНИЯ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА (ПХГ), РАЗРАБОТАНЫ И СОГЛАСОВАНЫ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ ПО ДИАГНОСТИЧЕСКОМУ ОБСЛЕДОВАНИЮ СКВАЖИН И СИСТЕМЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ. ВМЕСТЕ С ЭТИМ ИДЕТ ПРОЦЕСС ЕЕ НЕПРЕРЫВНОГО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ, СВЯЗАННЫЙ С РАЗВИТИЕМ НАУКИ И ТЕХНИКИ, РАЗРАБОТКОЙ И ВНЕДРЕНИЕМ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ПРАКТИКУ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПХГ. В ЦЕЛЯХ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА,

УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССАМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПХГ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ

ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБЪЕКТОВ, ПРОДЛЕНИЯ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПХГ, УДОВЛЕТВОРЯЮЩИХ ТРЕБОВАНИЯМ ПРОЕКТОВ ПАО «ГАЗПРОМ» И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ РОСТЕХНАДЗОРА, В ПАО «ГАЗПРОМ» КОМПАНИЕЙ ООО «ИННОВАЦИОННЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ» СОВМЕСТНО С ЗАО НПФ «ГИТАС» ВЫПОЛНЕН КОМПЛЕКС НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ И ОПЫТНО-КОНСТРУКТОРСКИХ РАБОТ, ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ И АНАЛИТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛИЛИ СОЗДАТЬ УНИКАЛЬНЫЙ АППАРАТУРНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ЗОНДИРОВАНИЯ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ НА ОСНОВЕ СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИХ ЯДЕРНО-ФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ (ЯФМ) В ШИРОКОМ ДИАПАЗОНЕ ЭНЕРГИЙ И СКАНИРУЮЩЕГО МАГНИТОИМПУЛЬСНОГО КАРОТАЖА (МИД-СКАНЕР).

С.А. ЕГУРЦОВ,
Т.В. СКРЫННИК,
Ю.В. ИВАНОВ,
А.П. ЗУБАРЕВ

ООО «ИНГТ»,
РФ, Москва
info@iogt.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
мониторинг,
техническое состояние,
диагностика,
насосно-компрессорные
трубы, скважина.

GAS STORAGE WELLS:
WELL CONTROL
PRACTICES BUILT ON
INNOVATIVE RESEARCH

EGURTSOV S.A.,
SKRYNNIK T.V.,
IVANOV YU.V.,
ZUBAREV A.P.

ООО INGT, RF,
Moscow
info@iogt.ru

Presently, Gazprom is successfully running its Industrial Safety Expert Review framework, it has defined gas storage wells extension procedures, and approved its regulations concerning well diagnostics and safety reviews. Continued improvements are under way, driven by technology advancement and introduction of innovative technologies targeting gas storage operations. Aiming to optimise gas well control practices and achieve viable benefits with gas storage operations, technical assessments, gas well life extension – to meet Gazprom and Rostekhnadzor requirements – Innovative Oil and Gas Technology in association with GITAS engineering technology centre have completed their major R&D project including analytic studies which helped them produce a unique borehole zone profiling package built around spectrometric nuclear/physical methods and advanced logging tools.

KEYWORDS:
monitoring, gas
storage, wells, status,
diagnostics, piping,
technology, profiling,
logging.



1_ Аппаратно-методический комплекс: СГК – спектрометрический гамма-каротаж; БЗ СНГК-Ш – большой зонд спектрометрического нейтронного гамма-каротажа в широком диапазоне энергий;

СЗ СНГК – средний зонд спектрометрического нейтронного гамма-каротажа в широком диапазоне энергий; МЗ СНГК-Ш – малый зонд спектрометрического нейтронного гамма-каротажа в широком диапазоне энергий;

МЗ ННК – малый зонд нейтрон-нейтронного каротажа; БЗ ННК – большой зонд нейтрон-нейтронного каротажа



Эксплуатация скважин ПХГ характеризуется циклическими нагрузками и зачастую осуществляется в предельных термобарических условиях. В связи с этим особое внимание уделяется обеспечению их надежной и экологически безопасной эксплуатации, в том числе оценке фактического геолого-технического состояния скважин ПХГ, состояния металлической и цементной крепи, и на этой основе определению остаточного ресурса. Старение эксплуатационного фонда скважин, обусловленное объективными процессами, может привести к нарушениям герметичности эксплуатационных колонн (ЭК) и образованию скоплений газа в надпродуктивных горизонтах. В этих условиях возрастают требования к техническому состоянию фонда скважин, расположенных в пределах горного отвода, а также к обеспечению получения достоверной информации о текущем техническом состоянии элементов крепления, к качеству оценки газо-водонасыщенности пластов-коллекторов [1].

Оценка целостности скважин ПХГ с применением традиционных геофизических методов проводится по технологии, требующей их остановки и глушения, при этом в процессе глушения скважин имеет место ряд негативных последствий, неизбежно приводящих к ухудшению энергетических характеристик скважин как при отборе газа, так и при закачке. Инновационные технологии, созданные с применением аппаратуры ООО «ИНГТ» (рис. 1), позволяют решать геолого-технические задачи по оценке целостности обсадных и насосно-компрессорных труб, муфтовых соединений, состояний цементного камня и мониторингу водо- и газонасыщенности объекта хранения и вышележащих горизонтов действующих скважин без остановки режима отбора/закачки газа. Аппаратно-методический комплекс включает два модуля:

Модуль магнитоимпульсной сканирующей дефектоскопии, высокочувствительной термометрии, монометрии и спектрометрического гамма-каротажа;

Модуль ядерно-физических методов: трехзондового спектрометрического нейтронного гамма-каротажа и двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа.

В рамках проведенных исследований особое внимание было уделено решению задачи полноценного использования информации, получаемой спектрометрическими ядерно-физическими методами в широком диапазоне энергий и сканирующей магнитоимпульсной дефектоскопией. Для этого выполнены следующие работы:

Проанализированы геолого-технические условия залегания пластов-коллекторов и измерений в скважинах подземных газохранилищ;

Проанализированы физико-технические возможности метода нейтронной скважинной ядерно-физической спектрометрии по значимости определений и соотношений с учетом «мешающих» факторов;

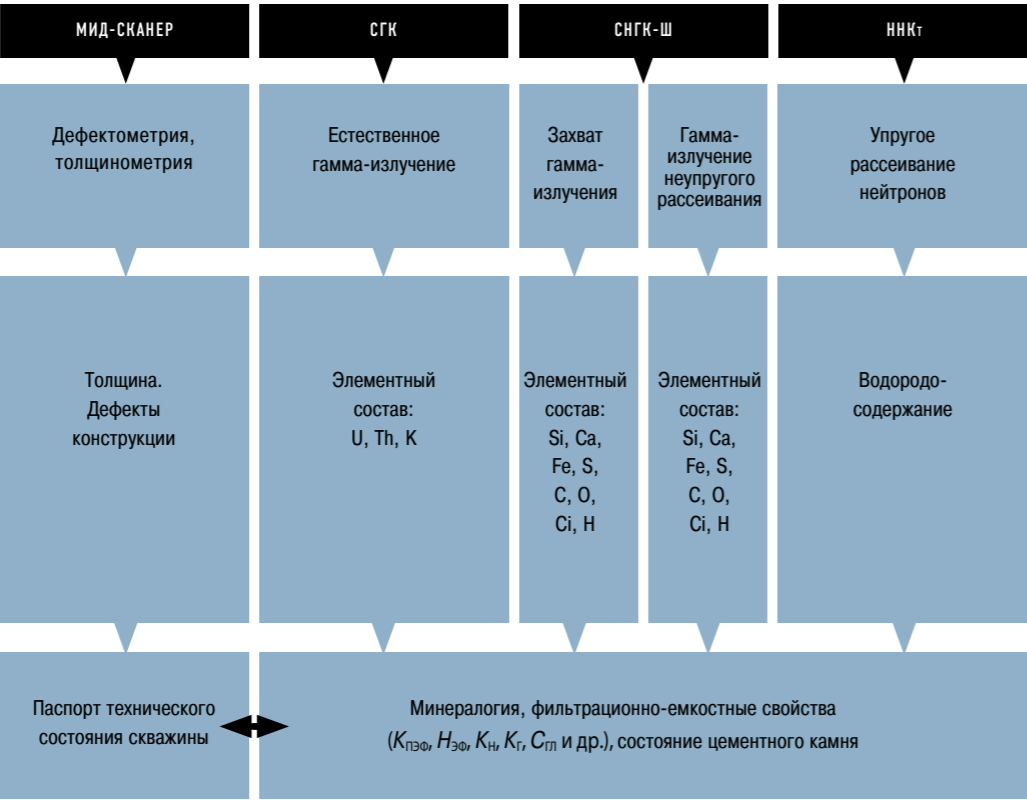
Подготовлено обоснование метрологических и интерпретационных параметров, включая размеры зондовых установок и регистрируемых характеристик;

Разработаны универсальные петрофизические уравнения для геофизических параметров ЯФМ + МИД-сканер, участвующих в комплексной интерпретации;

Учтены особенности литологических разностей горных пород и цементов;

Проанализирован сортимент обсадных и насосно-компрессорных труб;

Определены технические требования к скважинной аппаратуре, обеспечивающие надежность, точность и безопасную работу при термобарических условиях на забое скважин при температуре до 150 °С и давлении 120 МПа.



В результате разработаны методика проведения исследований, включая работы в незаглушенных скважинах через лифтовые трубы, и методология интерпретации данных ЯФМ + МИД-сканера [2]. Методология обработки и интерпретации данных, основанной на использовании теоретико-экспериментальных зависимостей, отражающих физическую суть методов, включает в качестве основных элементов:

Петрофизические уравнения для геофизических параметров;

Модель условий измерения и конструктивных особенностей скважин;

Модель горной породы;

Представление о размерности природного коллектора и оптимальности решения задач.

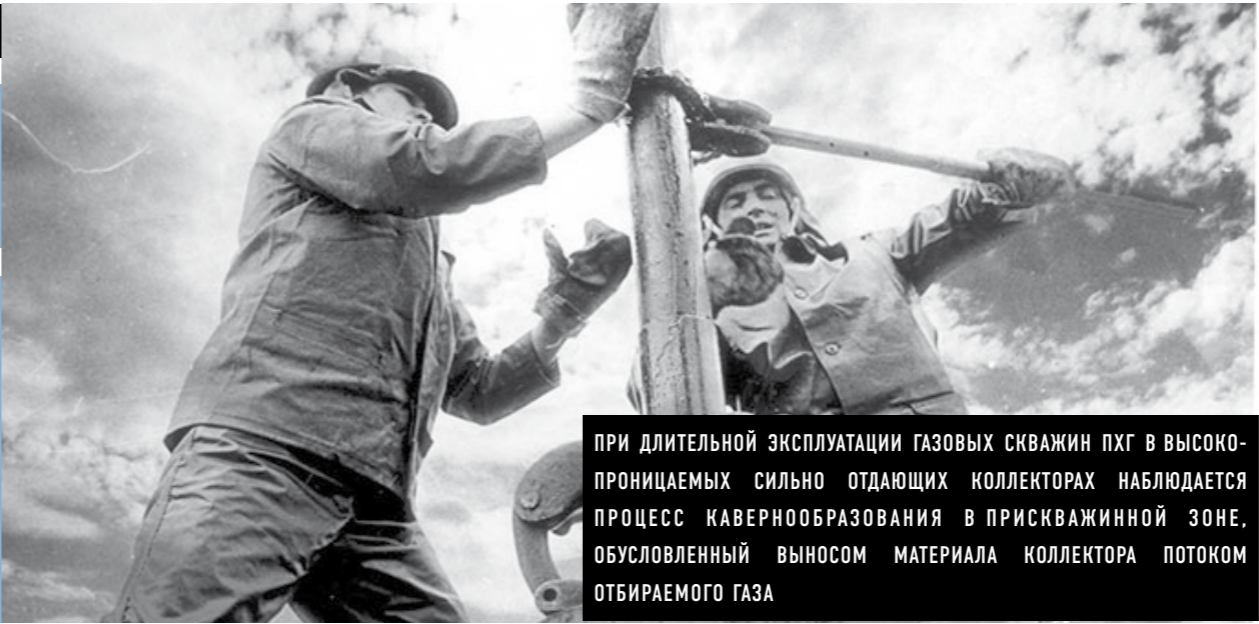
Разработанные и применяемые методы, объединенные в аппаратно-методический комплекс, по характеристикам и возможностям значительно превосходят традиционный нейтронный импульсный (ИННК) и углерод-кислородный каротаж (С/О). Комплекс работает через шлюзовое оборудование, имеющее проходное отверстие более 60 мм, при заполнении скважины газом или жидкостью глушения. Для проведения исследований не требуется специальной подготовки скважины, за исключением шаблонирования. Аппаратурно-методический комплекс:

Методически и метрологически обеспечен;

Функционирует с любым типом каротажных станций и подъемников;

Имеет стандартные требования к технологии каротажа.

2_ Схема интерпретации ЯФМ и сканирующей магнитоимпульсной дефектоскопии:
Кн – коэффициент нефтенасыщенности;
Сгл – коэффициент глинистости;
Кг – коэффициент газонасыщенности



ПРИ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПХГ В ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ СИЛЬНО ОТДАЮЩИХ КОЛЛЕКТОРАХ НАБЛЮДАЕТСЯ ПРОЦЕСС КАВЕРНООБРАЗОВАНИЯ В ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЕ, ОБУСЛОВЛЕННЫЙ ВЫНОСОМ МАТЕРИАЛА КОЛЛЕКТОРА ПОТОКОМ ОТБИРАЕМОГО ГАЗА

Преимущества технологий, основанных на использовании спектрометрических ядерно-физических методов и магнитоимпульсной дефектоскопии, следующие:

Не требуется вывод скважин из эксплуатации (глушение);

Исключается негативное влияние на продуктивный пласт в процессе глушения скважин;

Не требуется специальной подготовки колонн труб перед проведением исследований;

Возможность одновременной дефектоскопии и толщинометрии колонн труб и инспекции насыщенности пласта;

Возможность оценки технического состояния цементного камня в действующих скважинах через лифтовые трубы и эксплуатационную колонну;

Возможность выявления причин возникновения заколонных перетоков.

В 2013-2015 гг. на подземных газохранилищах на фонде скважин ПХГ выполнены комплексные геофизические исследования с применением данной комплексной аппаратуры, включающей сканирующую магнитоимпульсную дефектоскопию (МИД-сканер), зонд спектрометрического естественного гамма-излучения (СГК), многодетекторные зонды спектрометрического нейтронного гамма-каротажа в широком диапазоне энергии (ЗСНГК-Ш) и интегральные модификации нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (2ННКт). Исследования выполнялись в незаглушенных скважинах без остановки режима эксплуатации с применением шлюзового оборудования [3].

Наиболее трудоемкий процесс в предложенных инновационных решениях — это первичная обработка и интегральная интерпретация результатов вышеуказанных исследований: оценка минералогического состава, коэффициента пористости, глинистости, содержания связанной воды, текущей газонасыщенности пород-коллекторов, состояния цементного камня по данным спектрометрических параметров шести зондов. Переход от элементного состава

представленных отложений, вскрытых в процессе проводки скважины, к их минералогическому составу основан на определенной модели строения данных отложений. Такая модель предусматривает оценку содержания состава глинистых минералов, органического углерода, газа, свободной и связанной воды, состава матрицы (неглинистые породы). В число неглинистых пород входят кальцит, ангидрит, доломит, плагиоклаз, полевой шпат и кварц.

На основе принятой модели и элементного состава породы, используя спектральные характеристики, определенные по геофизическим материалам, представляется возможность оценки минералогического состава глинистых коллекторов и содержания в них органического вещества. Для выделения газонасыщенных интервалов создан алгоритм последовательной обработки и интерпретации ЯФМ, включающий спектрометрический гамма-метод и спектрометрический нейтронный гамма-каротаж. Схема приведена на рис. 2. Входные данные алгоритма включают элементный состав основных породообразующих элементов и данные условий измерения и конструкции скважин.

Основные элементы, регистрируемые спектрометрической аппаратурой: Si, Ca, Fe, S, Cl, Gd, Mg, Al, C, U, Th, K, O, H. На основании наличия этих элементов строится литологическая модель, выделяются пласты, содержащие углеводороды, и оцениваются в поточечном режиме газонасыщенность, остаточная водонасыщенность, толщина и глинистость коллектора. В целом отметим, что инновационные технологии и исследования в режиме без глушения скважин позволили решить комплекс актуальных геолого-промысловых задач на ПХГ:

Оценить эффективную пористость (Кпэф), толщину коллекторов (Нэф) и количество связанной воды (Ксв);

Определить элементный состав горных пород и флюидов (C, O, H, Cl, B, Fe, Si, Ca, S, Mg, K, Th, U и другие радиационно-активные элементы);

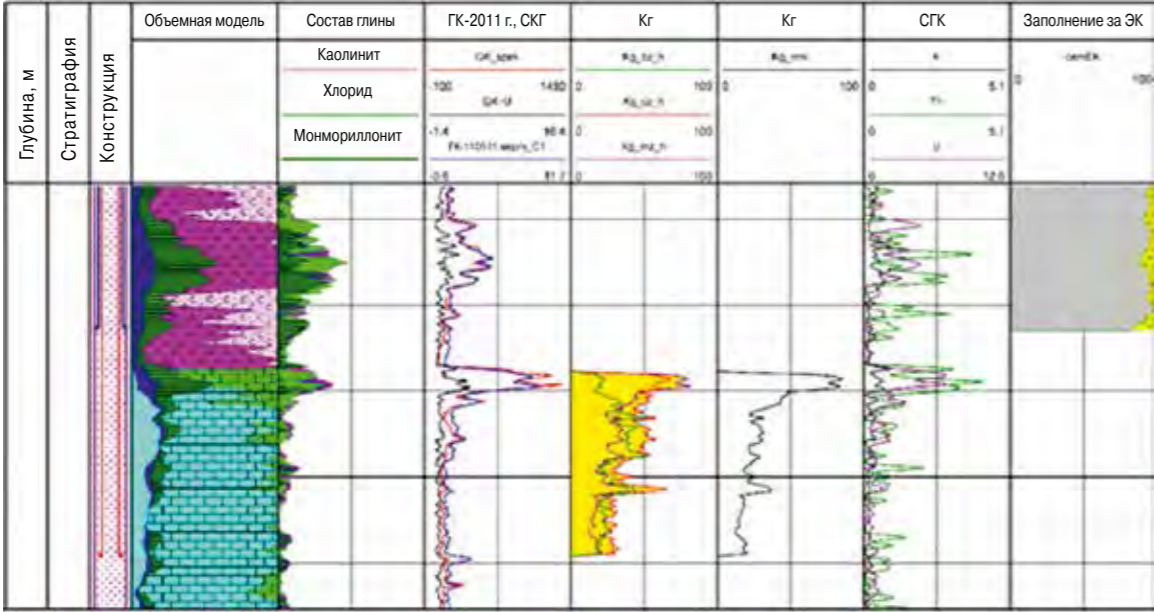
Определить коэффициенты текущей газонасыщенности (Кг) и положения межфлюидальных контактов (газоводяной контакт);

Выявить интервалы заколонных скоплений газа и поступления пластовой воды;

Диагностировать распределение цементного камня в заколонном пространстве скважин;

Определить интервалы перфорации, развития коррозии, толщину труб эксплуатационной и лифтовой колонн, местоположение элементов конструкции скважин и герметичность пакеров.

3_Результаты исследования ядерно-физическими методами по скважине ПХГ



Результаты исследования одной из скважин ПХГ приведены на рис. 3. По скважине выполнено литологическое расчленение разреза (объемная модель), оценены коэффициенты газо- и водонасыщенности, а также степень заполнения заколонного пространства цементным камнем, которая диагностируется как полное заполнение. Пример исследования скважины с выделением интервалов перфорации приведен на рис. 4.

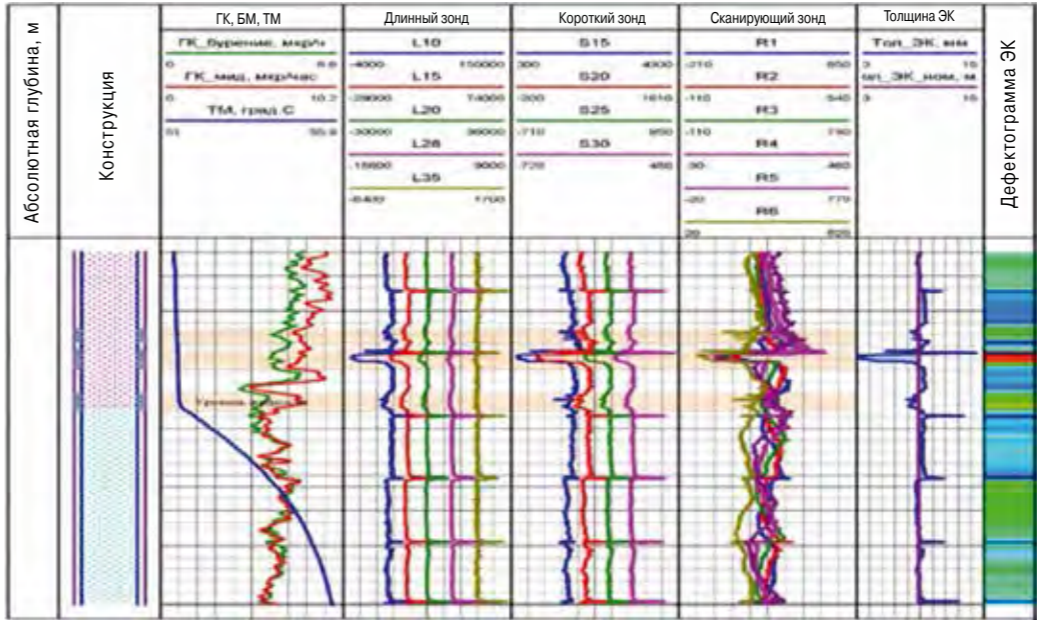
При длительной эксплуатации газовых скважин ПХГ в высокопроницаемых сильно отдающих коллекторах наблюдается процесс кавернообразования в при-скважинной зоне, обусловленный выносом материала коллектора потоком отбираемого газа. Образование каверн приводит к возникновению целого ряда проблем. Выявление каверн в открытой части скважины осуществляется кавернометрией. Как правило, проблемы возникают при выделении каверн через обсадную колонну. В условиях газового заполнения скважины наиболее информативными являются методы спектрометрического радиоактивного каротажа, в осо-

бенности их спектрометрические модификации: спектрометрия естественного гамма-излучения (СГК) и спектрометрия радиационного захвата (СНГК). Различная глубинность методов, обусловленная особенностями их физики и применяемой аппаратуры, позволяет производить зондирование исследуемых сред в радиальном направлении от оси скважины. Совместная обработка и интерпретация получаемой информации позволяет выявлять каверны, имеющиеся или образующиеся за обсадной колонной, и оценивать их линейные размеры. Физические предпосылки применения нейтронных методов для выделения и оценки линейных размеров каверн определяются прежде всего составом и плотностными свойствами газа, воды и цемента. Чистые среды различаются по плотности (для нормальных условий плотность газа приблизительно 0,02 г/см³; воды — 1,0 г/см³; цемента — 1,8 г/см³), водородосодержанию (максимальное водородосодержание — в воде, минимальное — в газе) и по элементному составу (состав цемента — преимущественно Са — Si — Н, газа — С — Н и воды — Н — О).

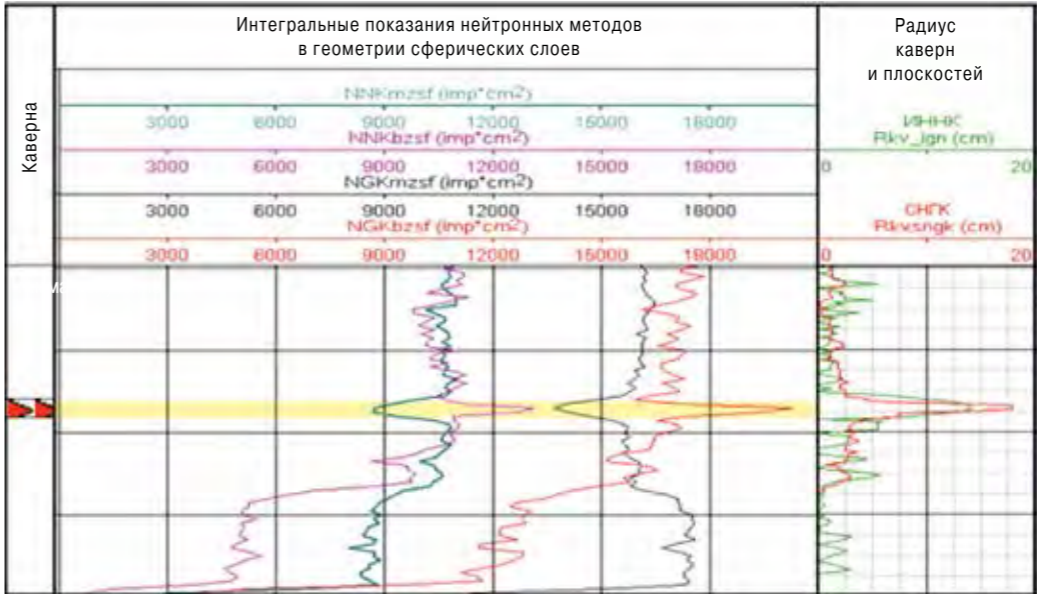


Газонасыщенные интервалы достаточно хорошо выделяются по показаниям всех нейтронных методов, от интегральных (ННК) до спектрометрических (СНГК) и импульсных (ИННК). Поэтому для решения поставленной задачи могут быть использованы нейтронные методы и модификации. Интегральные параметры ЗСНГК-Ш ННКт пересчитываются в геометрию сферических слоев (рис. 5), что позволяет наиболее наглядно представить пространственное изменение изучаемых нейтронного и гамма-полей. Использование всех методов комплекса для определения местоположения и высоты каверн обусловлено разной глубиной методов.

Высокие эффективность и результативность применения указанных технологий доказаны результатами работ, выполненных на объектах ПХГ ПАО «Газпром», а также других российских и зарубежных компаний. Таким образом, разработанные инновационные технологии позволяют получать достоверную информацию о техническом состоянии скважины, насыщенности пластов-коллекторов, и при этом недропользователь не проводит работы, связанные с глушением скважины, в результате чего оптимизирует затраты на проведение капитального ремонта скважин.



4_Выделение интервала перфорации по данным сканирующей магнитоимпульсной дефектоскопии



5_Пример выделения каверн по интегральным показаниям нейтронных методов



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зубарев А.П., Шулейкин В.Н. Комплексный геофизический и геохимический контроль при эксплуатации подземных газохранилищ. – М.: Газпром ПХГ, 2009. – 264 с.
2. Егурцов С.А., Зубарев А.П., Иванов Ю.В., Скрынник Т.В., Даниленко В.Н. Инспекция состояния крепи скважин в газовой среде // Газовая промышленность. Диагностика и ремонт на транспорте углеводородов: спецвып. – 2013. – № 700. – С. 109–113.
3. Маркелов В.А., Хан С. А., Зубарев А.П. и др. Создание, освоение и промышленное внедрение комплекса диагностической аппаратуры и системы экспертизы промышленной безопасности для продления срока безопасной эксплуатации газовых скважин подземных хранилищ газа // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 3. – С. 31–33.

REFERENCES

1. Zubarev A.P., Shuleykin V.N. Kompleksnyi geofizicheskiy i geokhimicheskiy kontrol' pri ekspluatatsii podzemnykh gazokhranilishch [A comprehensive geophysical and geochemical monitoring during the operation of underground gas storage facilities]. Moscow, Gazprom PKhG Publ., 2009. 264 p.
2. Eguntov S.A., Zubarev A.P., Ivanov Yu.V., Skrynnik T.V., Danilenko V.N. Inspektsiya sostoyaniya krepki skvazhin v gazovoy srede [Inspection of well support in gas environment]. Gazovaya Promyshlennost' – Gas Industry, 2013, no. 700, pp.109–113.
3. Markelov V.A., Khan S.A., Zubarev A.P., et al. Sozdaniye, osvoveniye i promyshlennoye vnedreniye kompleksa diagnosticheskoy apparatury i sistemy ekspertizy promyshlennoy bezopasnosti dlya prodleniya sroka bezopasnoy ekspluatatsii gazovykh skvazhin podzemnykh khranilishch gaza [Creation, development and industrial application of diagnostic equipment and the system of expertise of industrial safety for extending the period of safe operation of gas wells of underground gas storage]. Territoriya Neftegaz, 2014, no. 3, pp. 31–33.

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РАЗРАБОТКИ НАУЧНОГО ЦЕНТРА ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН ОАО «СЕВКАВНИПИГАЗ», СОЗДАННЫЕ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ СТРОИТЕЛЬСТВА, ЭКСПЛУАТАЦИИ, КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА И РЕКОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН ПХГ. РАССМОТРЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗРАБОТАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, СПЕЦИАЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА, ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНОГО ГРИФОНА, ПЕРЕОБОРУДОВАНИЯ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ СТАНДАРТНОЙ КОЛОННОЙ ГОЛОВКОЙ, ОБВЯЗКИ МЕЖКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА БЕЗ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ, ФОРМИРОВАНИЯ ОТКРЫТОЙ КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЯ И ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОНЫ В СКВАЖИНЕ ПХГ, ОСНАЩЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ГРАВИЙНЫМ ФИЛЬТРОМ, ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН, ИЗВЛЕЧЕНИЯ ФИЛЬТРА-КАРКАСА. ПОКАЗАНЫ НОВИЗНА И ПРЕИМУЩЕСТВА РАЗРАБОТАННЫХ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.

ВКЛАД БУРОВИКОВ ОАО «СЕВКАВНИПИГАЗ» В РАЗВИТИЕ ПХГ ОТРАСЛИ

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
скважины ПХГ,
аварийный
грифон,
переоборудование
устья скважины,
открытая
конструкция забоя,
цементирование
эксплуатационной
колонны,
гравийный фильтр,
глушение скважин.

Р. А. ГАСУМОВ,
В. Е. ДУБЕНКО,
Н. И. АНДРИАНОВ
-
ОАО «СевКавНИПИгаз»,
РФ, Ставрополь

В. И. ШАМШИН
-
ПАО «Газпром»,
РФ, Москва
svnipigz@gazprom.ru

SEVKAVNIPIGAZ
DRILLERS CONTRIBUTE
TO GAS STORAGE
DEVELOPMENT

GASUMOV R.A.,
DUBENKO V.E.,
ANDRIANOV N.I.
-
OAO SevKavNIPigaz,
RF, Stavropol

SHAMSHIN V.I.
-
PAO Gazprom,
RF, Moscow
svnipigz@gazprom.ru

This paper summarises recent gas storage developments of Sev-KavNIPigaz Research Centre specialising in wide variety of well development and upgrade projects. In particular, it considers new technology developments, dedicated tools, as well as draft documents specifically focusing on prevention of emergency gas cratering, wellhead upgrades using column heads, annular space connections which offer to avoid well killing, gas storage well open holes and production string cementing, gravel-packed filters for bottomhole area, well killing, sleeve filter withdrawal, and more. The authors point out both advanced features of and other potential and tested improvements with such innovative technology solutions.

KEYWORDS:
gas storage, wells,
gas cratering,
emergencies, modifications, retrofitting,
downhole, production string, cementing,
gravel-packed filter,
well killing.

НАУЧНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ БУРЕНИЯ ОАО «СЕВКАВНИПИГАЗ» – КРУПНЕЙШЕГО ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО И ПРОЕКТНОГО ИНСТИТУТА ЮГА РОССИИ СОЗДАЛО ЗНАЧИТЕЛЬНЫЙ АРСЕНАЛ ИННОВАЦИЙ

ПРОДОЛЖИТЕЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ПОСТРОЕННЫХ СКВАЖИН ПОКАЗАЛА
ИХ ВЫСОКУЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ
С УВЕЛИЧЕНИЕМ ДЕБИТА В

1,5-2
РАЗА И НАДЕЖНОСТЬ

Необходимость обеспечения устойчивого развития подземного хранения газа ставит перед отраслевой наукой ПАО «Газпром» задачу поиска и совершенствования эффективных технологий и инструмента для строительства скважин. Научное направление бурения ОАО «СевКавНИПИгаз» – крупнейшего исследовательского и проектного института Юга России создало значительный арсенал инноваций для бурения, реконструкции и капитального ремонта скважин ПХГ: от формирования ствола до крепления обсадной колонной и оборудования забоя для эксплуатации. Успешно испытаны и нашли признание в отрасли разработки научного центра по строительству и реконструкции скважин: шламовый калибратор, технология очистки и цементирования каверн большого диаметра, устьевой герметизатор, регулируемый шламовый дроссель и др. [1–3].

Наряду с этим оказывается практическая помощь в решении производственных задач. Так, для устранения грифона с газопроявлением в кратере старой аварийной и ранее ликвидированной скв. 16 Кирюшкинского ПХГ были разработаны концепция, программа работ и соответствующая проектная документация. Оригинальные технологические решения позволили совместно с буровой организацией ликвидировать газовыделение. Осуществлена уникальная операция по стыковке наклонно направленной скважины-дублера с обсадной колонной аварийной скважины без установки опорного цементного моста или стального клина (рис. 1). Сформированы газонепроницаемые изолирующие экраны. После окончания работ в 2010 г. газовыделения не отмечались [4].

Для ликвидации проблемы переоборудования устья скважин старого фонда решена задача компенсации эксцентричного расположения обсадных труб в приустьевой части скважины без применения сварных соединений. Для временной герметизации устья скважины ПХГ разработан разъемный герметизатор, монтируемый без глушения газовой скважины (рис. 2).

Разработанные решения позволяют:

Совмещать эксцентриситет муфты с эксцентриситетом колонн;

Обеспечить безопасное и герметичное соединение элементов оборудования устья скважин в полевых условиях;

Исключить использование сварных соединений и проведение огневых работ на устье скважины.

В 1999 г. на базе комплексного экспериментально-аналитического исследования разработан проект бурения скважин на Невском ПХГ с открытым забоем [5]. В этом случае:

Скважина бурится до проектной глубины;

Проводятся геофизические исследования, в том числе для точного определения глубины залегания кровли пласта-коллектора; Вскрытый пласт-коллектор временно блокируется гелевым составом, предотвращающим проникновение газа в скважину и тампонажного раствора в пласт при цементировании;

Эксплуатационная колонна спускается строго в кровлю пласта-коллектора и цементируется;

Гелевый состав из скважины удаляется при освоении.

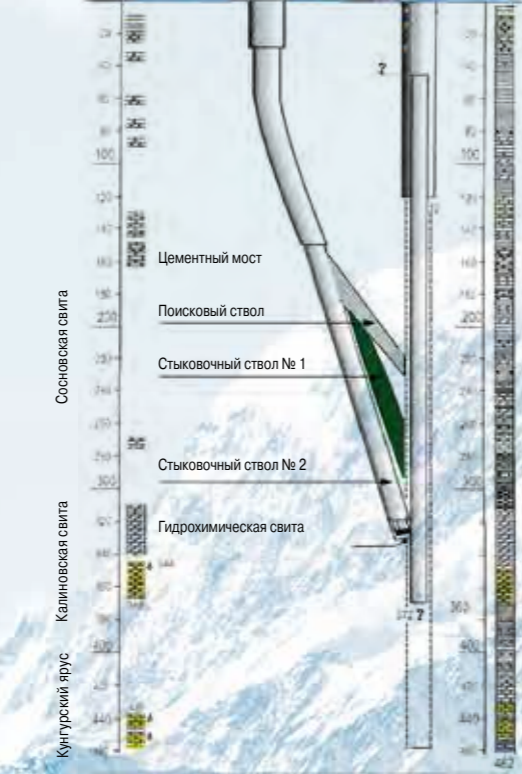
В последующем разработана технология цементирования эксплуатационных колонн таких скважин [6, 7], направленная на преодоление проблем, связанных со следующим:

Неполным замещением глинистого раствора тампонажным;

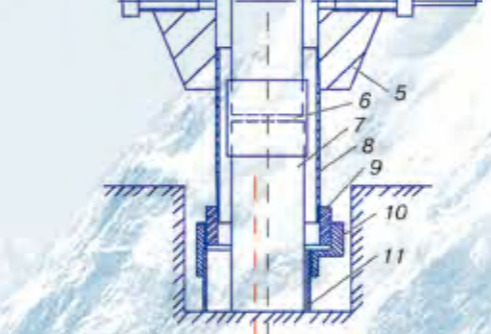
Кавернозностью ствола скважины в глинистых интервалах, образованием толстой фильтрационной корки на стенке скважины в проницаемых пластах;

Образованием каналов вследствие контракции;

Исключением проникновения в тампонажный раствор пластового газа.



1_Схема изоляционных работ на Кирюшкинском ПХГ



2_Схема оборудования устья скважины с применением эксцентричной муфты:

- 1 – патрубок подгонный эксплуатационной колонны;
- 2 – кольцо пакера;
- 3 – пакер;
- 4 – клин подвески эксплуатационной колонны;
- 5 – опорный фланец колонной головки эксплуатационной колонны;
- 6 – муфта эксплуатационной колонны;

- 7 – эксплуатационная колонна;
- 8 – патрубок подгонный промежуточной колонны;
- 9 – дополнительный переводник под патрубок для промежуточной колонны;
- 10 – эксцентричная муфта;
- 11 – промежуточная колонна

3_Схема работы гидромеханического шарнирного расширителя



4_Схема работы гидравлического кольцевого монитора



Технология создания фильтра с полифракционной гравийной обсыпкой обеспечивает:

Предотвращение разрушения коллектора на границе «пласт – обсыпка» за счет снижения градиентов скоростей движения флюида в предварительной расширенной части призабойной зоны;

Предотвращение кольматации оплетки фильтра-каркаса и обсыпки за счет задержания поступающего мелкозернистого пластового материала на внешней границе гравийной обсыпки;

Снижение фильтрационных сопротивлений за счет применения прямооточного фильтра-каркаса и включения крупнофракционного гравия в обсыпку, независимо от количества воды в добываемом газе;

Повышение устойчивости фильтра при циклической эксплуатации скважин ПХГ за счет качественной упаковки гравийной обсыпки при намыве гравия на поглощение.

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ КАК В РОССИИ, ТАК И В БЛИЖНЕМ ЗАРУБЕЖЬЕ УСПЕШНО ПРИМЕНЯЕТСЯ ТЕХНОЛОГИЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН УСТАНОВКОЙ ФИЛЬТРА В ПОЛИФРАКЦИОННОМ ГРАВИЙНОМ МАССИВЕ, РАЗРАБОТАННАЯ БУРОВИКАМИ ОАО «СЕВКАВНИПИГАЗ».

При создании технологии последовательно успешно решен ряд научных и конструкторских задач, составивших полный цикл заканчивания скважины при строительстве и капитальном ремонте (реконструкции скважины).

Полифракционная гравийная обсыпка требует создания в ПЗП обширной каверны. Существующие механические расширители не могут достаточно расширить ствол скважины в неоднородных породах из-за возможности заклинки и поломки породоразрушающих элементов. Расширители гидромониторного действия образуют каверну также незначительных размеров из-за резкого уменьшения кинетической энергии струи в жидкой среде. Специально разработанный гидромеханический расширитель сочетает в себе достоинства вышеназванных устройств: постоянный контакт породоразрушающего элемента с породой независимо от конфигурации ствола скважины и селективный характер действия (рис. 3).

При работе расширителя за счет реактивной силы струи жидкости, направленной к оси скважины, происходит отклонение подвижной части расширителя, чему способствует специально разработанный шарнир. Разрушение стенок скважины осуществляется гидромониторными струями, обращенными к периферии, и шарошкой серийного долота. При встрече с твердой породой по мере увеличения момента на вращение инструмент складывается в транспортное положение, и поломка исключается. При этом слабосцементированные породы разрушаются активно, а устойчивые породы сохраняют свою конфигурацию.

Другой не менее важной проблемой является очистка каверны большого диаметра. Дело в том, что сужение верхней части каверны обуславливает языковой характер движения восходящего потока рабочей жидкости. Специально разработано оригинальное устройство – кольцевой монитор, который генерирует сплошную кольцевую струю в виде расширяющего диска. При подъеме инструмента струя, перекрывающая поперечное сечение каверны, транспортирует все, что находится над ней: шлам, буровой раствор и т.п. (рис. 4).

При неустойчивости ствола в интервале в покрышке и зоне башмака эксплуатационной колонны применяется технология цементирования каверны большого диаметра с помощью кольцевого гидромонитора [8].

Приготовление и нагнетание под давлением высококонцентрированной гравийной пульпы в скважину при формировании гравийного массива обеспечивается малогабаритным устьевым кроссовером, обвязываемым с наземным оборудованием. Конструкция кроссовера обеспечивает возможность оперативного переключения потоков при выполнении операций с контролем технологических параметров процесса (расход, давление, концентрация и др.). При этом ввод гравия осуществляется непосредственно в нагнетательную линию, не проходя через подающий насос. Фильтр со сменным картриджем позволяет осуществлять очистку различных технологических жидкостей (рис. 5).

400 мм

ДИАМЕТР СКВАЖИНЫ В СЛАБОУСТОЙЧИВЫХ ИНТЕРВАЛАХ

5_Блок заправки песка
ПКС (кроссовер)

ИМЕЮЩИЙСЯ ОПЫТ В ОБЛАСТИ РАЗРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ ПОЗВОЛЯЕТ НАУЧНОМУ НАПРАВЛЕНИЮ БУРЕНИЯ ПРЕДЛАГАТЬ ПОТЕНЦИАЛЬНЫМ ЗАКАЗЧИКАМ ВЕСЬ КОМПЛЕКС РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ ИННОВАЦИОННЫХ РАЗРАБОТОК



Технология реализуется в следующей последовательности:

В призабойной зоне пласта создается каверна расширителем гидромеханического типа, способным увеличить диаметр скважины в слабоустойчивых интервалах от 140 до 400 мм и более;

Каверна очищается специальным кольцевым гидромонитором наружным диаметром 136 мм;

На пластовой воде или другой специальной жидкости намывается с репрессией на пласт гравийный массив сложного состава;

Вбуривается в созданный массив фильтровая компоновка по специально подобранному режиму, позволяющему создать нужное распределение гравия по фракциям;

Над фильтром устанавливается пакер с приводом от вращения. Скважина опрессовывается. Конструкция пакера позволяет в последующем герметично соединиться с ним лифтовыми трубами;

Освоение скважины производится по специальному алгоритму, способствующему сортировке и доупаковке гравийной обсыпки.



ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ВЫНОСА ГРАВИЯ В КОЛЬЦЕВОЕ ПРОСТРАНСТВО МЕЖДУ НКТ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННОЙ И ОГРАНИЧЕНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ДАВЛЕНИЯ НА ЭКСПЛУАТАЦИОННУЮ КОЛОННУ ОБЕСПЕЧИВАЕТСЯ УСТАНОВКОЙ ПАКЕРА, СОЕДИНЕННОГО С ФИЛЬТР-КАРКАСОМ И КОЛОННОЙ НКТ. СПЕЦИАЛЬНО РАЗРАБОТАННЫЙ ПАКЕР ТИПА ПС (СДВОЕННЫЙ С ПРИВОДОМ ОТ ВРАЩЕНИЯ) (РИС. 6) ОБЕСПЕЧИВАЕТ РЕШЕНИЕ СЛЕДУЮЩИХ ЗАДАЧ:

6_Пакер сдвоенный
ПС с приводом от вращения ПС-168-16:

- 1 – пакер нижний;
- 2 – винт срезной;
- 3 – пакер верхний;
- 4 – муфта;
- 5 – патрубков;
- 6 – полый корпус;
- 7 – ключ;
- 8 – гайка;
- 9 – вал;
- 10 – зацеп;
- 11 – подшипник;
- 12 – ствол;
- 13 – конус;
- 14 – шлицы;
- 15 – пружина;
- 16 – корпус якоря;
- 17 – манжета цилиндрическая;
- 18 – шайба;
- 19 – муфта;
- 20 – кольцо уплотнительное;
- 21 – винт срезной;
- 22 – корпус;
- 23 – ствол;
- 24 – подшипник;
- 25 – компенсатор;
- 26 – конус;
- 27 – манжета уплотнительная нижняя;
- 28 – уплотнитель нижний;
- 29 – муфта

Для обеспечения безаварийных условий при оборудовании ПЗП гравийным фильтром разработана технология глушения скважин ПХГ в условиях катастрофических поглощений [9]. Эффективность операции обуславливается намывом песчаного массива в интервал залегания высокопроницаемого пласта с последующим переводом скважины на глинистый раствор, который легко удаляется после установки гравийного фильтра.

Технология оборудования скважин гравийными фильтрами успешно апробирована на газодобывающих скважинах Ставропольского края, Песчано-Уметского ПХГ, Елшано-Курдюмского ПХГ, Щелковском ПХГ. В настоящее время технология реализуется в скважинах строящегося Беднодемьяновского ПХГ и реконструируемых скважинах белорусских ПХГ. В добывающих скважинах дебит возрос в несколько раз, а в скважинах ПХГ отмечается снижение коэффициентов фильтрационных сопротивлений.

Имеющийся опыт в области разработки технологий и оборудования позволяет научному направлению бурения предлагать потенциальным заказчикам весь комплекс работ по созданию инновационных разработок от формирования креативного замысла до испытаний (предварительных и приемочных) и внедрения в отрасль, в том числе в составе проектной документации на строительство, ремонт и реконструкцию скважин с осуществлением авторского надзора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дубенко В.Е., Андриянов Н.И., Базов А.А., Бебиков В.Б. Повышение устойчивости стенок скважины за счет применения шламового калибратора // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – №9. – С. 24–32.
2. Дубенко В.Е., Андриянов Н.И., Шамшин В.И., Беляков А.П. Комплексная технология очистки и цементирования каверн // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – №3. – С. 22–27.
3. Дубенко В.Е., Андриянов Н.И. Новые технологии и инструмент для заканчивания и реконструкции скважин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2013. – №4. – С. 21–28.
4. Дубенко В.Е., Крымов В.В., Шамшин В.И. Опыт ликвидации газопроявлений на Кирюшкинском ПХГ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – №11. – С. 45–47.
5. Дубенко В.Е., Ливинцев П.Н., Манукян В.Б. и др. О влиянии характера вскрытия анизотропного сцементированного пласта-коллектора на дебиты газовых скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2001. – №2. – С. 16–19.
6. Гасумов Р.А., Дубенко В.Е., Минченко Ю.С. и др. Повышение герметичности скважин Невского ПХГ за счет совершенствования технологии цементирования эксплуатационных колонн // Наука и техника в газовой промышленности. – 2014. – №2. – С. 79–87.
7. Гасумов Р.А., Дубенко В.Е., Минченко Ю.С. и др. Повышение герметичности скважин применением модели пригрузки при цементировании эксплуатационной колонны // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – №2. – С. 44–48.
8. Андриянов Н.И., Дубенко Д.В. Способ закрепления кровли призабойной зоны пласта // Патент РФ 2480575, 27.04.2013.
9. Андриянов Н.И., Олейников А.Н., Халиуллин Р.М. Технология глушения скважин ПХГ в условиях катастрофических поглощений при капитальном ремонте // Газовая промышленность. – 2012. – № 684. – С. 58–61.

REFERENCES

1. Dubenko V.E., Andrianov N.I., Basov A.A., Belikov V.B. Povyshenie ustoichivosti stенок skvazhiny za schet primeneniya shlamovogo kalibratora [Enhancing the stability borehole wall by applying a slurry calibrator]. Stroitel' stvo neftnyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more, 2007, no. 9, pp. 24–32.
2. Dubenko V.E., Andrianov N.I., Shamshin V.I., Belyakov A.P. Kompleksnaya tekhnologiya ochistki i tsementirovaniya kavern [Complex technology of cleaning and cementing of caverns]. Stroitel'stvo neftnyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more, 2002, no. 3, pp. 22–27.
3. Dubenko V.E., Andrianov N.I. Novye tekhnologii i instrument dlya zakanchivaniya i rekonstruktsii skvazhin [New technologies and tool for the completion and reconstruction of wells]. Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti, 2013, no. 4, pp. 21–28.
4. Dubenko V.E., Krymov V.V., Shamshin V.I. Opyt likvidatsii gazoproyavleniy na Kiryushkinskom PKhG [Experience of liquidation of shows of gas in the UGS Kiryushkinskoye]. Stroitel'stvo neftnyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more, 2012, no. 11, pp. 45–47.
5. Dubenko V.E., Livintsev P.N., Manukyan V.B., Bondarev V.L., Babichev A.A. O vliyaniy kharaktera vskrytiya anizotropnogo stsementirovannogo plasta-kollektora na debity gazovykh skvazhin [About the influence of the nature of opening of anisotropic cemented reservoir bed on the flow rates of gas wells]. Vestnik Assotsiatsii burovyykh podryadchikov, 2001, no. 2, pp. 16–19.
6. Gasumov R.A., Dubenko V.E., Minchenko Yu.S., Trusov S.G., Brazhnikov S.A., Sablin A.G. Povysheniye germetichnosti skvazhin Nevskogo PKhG za schet sovershenstvovaniya tekhnologii tsementirovaniya ekspluatatsionnykh kolonn [Enhancement of tightness of wells of Nevskiy UGS by improving the technology of cementing of production strings]. Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti, 2014, no. 2, pp. 79–87.
7. Gasumov R.A., Dubenko V.E., Minchenko Yu.S., Vinnichenko I.A., Belous A.V. Povysheniye germetichnosti skvazhin primeneniye modely prigruga pri tsementirovanii ekspluatatsionnoy kolonny [Enhancement of tightness of wells using a model of cantledge while cementing the production string]. Vestnik Assotsiatsii burovyykh podryadchikov, 2014, no. 2, pp. 44–48.
8. Andrianov N.I., Dubenko D.V. Sposob zakrepleniya krovi prizaboynoy zony plasta [A method of fixing the roof of bottomhole formation zone]. Patent RF, no. 2480575, 2013.
9. Andrianov N.I., Oleynikov A.N., Khaliullin R.M. Tekhnologiya glusheniya skvazhin PKhG v usloviyakh katastroficheskikh pogloshcheniy pri kapital'nom remonte [Gas storage well killing technology under uncontrolled gas intake during major overhauls]. Gazovaya Promyshlennost' – Gas Industry, 2012, no. 684, pp. 58–61.



УДК 339.13

ВЫСОКИЙ ДИНАМИЗМ РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫХ СИЛ ОБУСЛОВЛИВАЕТ РОСТ ОБЪЕМОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ, ЧТО В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОСТИ ПРИРОДНЫХ ЗАПАСОВ ПОСЛЕДНИХ АКТУАЛИЗИРУЕТ ПРОБЛЕМУ ВЫЯВЛЕНИЯ НЕ ТОЛЬКО АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ, НО И ЭФФЕКТИВНЫХ ПОДХОДОВ К ОРГАНИЗАЦИИ ИХ ПРОИЗВОДСТВА. ОБЪЕКТОМ ИССЛЕДОВАНИЯ СТАТЬИ ВЫСТУПИЛА ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА, ХАРАКТЕРИЗУЕМАЯ ВЫСОКИМИ ТЕМПАМИ РАЗВИТИЯ И ЗАНИМАЮЩАЯ 2–3% ОТ ОБЩЕГО ОБЪЕМА ПОТРЕБЛЯЕМОЙ ЭНЕРГИИ В МИРЕ.

ПРОВЕДЕН ЭЛЕМЕНТНЫЙ АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЕВРОПЕЙСКОГО И МИРОВОГО

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

РЫНКОВ ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГИИ, ПОЗВОЛИВШИЙ КОНСТАТИРОВАТЬ БОЛЕЕ ЧЕМ ДВУКРАТНЫЙ РОСТ МОЩНОСТЕЙ ЗА ИСТЕКШЕЕ ДЕСЯТИЛЕТИЕ. НА ОСНОВЕ СОПОСТАВЛЕНИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ 1 КВТ·Ч ЭНЕРГИИ, ПОЛУЧАЕМОЙ ИЗ РАЗЛИЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ ТРАДИЦИОННЫХ, ПОКАЗАНА КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ ЭНЕРГИИ ВЕТРА.

А. В. ЛУН-ФУ,
М. А. БУБЕНЧИКОВ

ООО «Газпром трансгаз Томск»,
РФ, Томск
m.bubenchikov@gtt.gazprom.ru

WIND POWER DEVELOPMENT PROSPECTS

LUN-FU A.V.,
BUBENCHIKOV M.A.

ООО Gazprom
Transgaz Tomsk,
RF, Tomsk
a.lun-fu@gtt.gazprom.ru

Industry dynamics is the key driver for energy demand growth. Given the limited natural resource additions, it is believed critical to identify, on a timely basis, alternative energy sources and find more efficient approaches to resource management. This study mainly focuses on wind power which presently reports high development rates and presently stands for 2–3% of total global energy consumption. The authors summarise here their detailed analysis of European and global wind power markets and report more than two-fold capacity growth in this sector over the past decade. Based on comparisons for 1 KWh generation costs for different power sources, including conventional generators and renewables, the authors believe the wind power is set to be essentially competitive.

KEYWORDS:
renewables, power, wind generators, coastal plant, offshore generation, wind power market, investment, generation costs, profitability

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
возобновляемые источники энергии, ветроэнергетическая установка, рынок ветроэнергетики, инвестиции, себестоимость производства, сравнение себестоимости различных видов энергии.



Интенсификация развития производительных сил, обусловившая рост энергопотребления и, как следствие, истощение запасов «традиционных» топливно-энергетических ресурсов, требует исследования по выявлению альтернативных источников энергии. Происходящая при этом трансформация структуры энергопотребления предполагает формирование новых видов хозяйственной деятельности, создание соответствующей инфраструктуры. Настоящая работа посвящена оценке состояния мирового рынка ветроэнергетики, в том числе стран Европейского экономического сообщества, и выявления на его основе перспектив развития [1].

На протяжении многих лет индустрия ветровой энергетики развивалась в направлении увеличения мощности ветрогенератора. Первое поколение продаваемых ветроэнергетических установок (ВЭУ) обладало мощностью от 10 до 100 кВт. Главным рынком для этих установок традиционно являлись европейские государства. Однако активное внедрение достижений научно-технического прогресса в области ветроэнергетики в начале 90-х гг. XX в. способствовало созданию ВЭУ с мощностью более 500 кВт. В середине 90-х гг. прошлого века произошло дальнейшее увеличение максимальной установленной мощности проектируемых

ВЭУ до 1 МВт, при этом их средняя мощность составляла около 850 кВт. Начало XXI в. характеризуется ростом спроса на ВЭУ, который наблюдается не только на традиционном европейском рынке, но и в других регионах, в первую очередь в США, странах Юго-Восточной Азии [2].

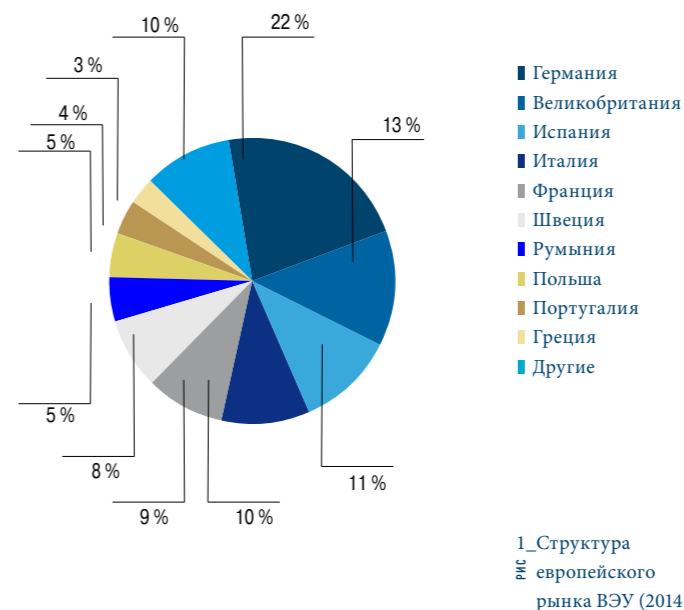
По результатам исследований Европейской ассоциации ветроэнергетики объем мирового рынка в 2014 г. составляет 137 ГВт энергии, включая 3,2 ГВт (или 2,3 %) морских ВЭУ.

Структура европейского рынка по странам-производителям ВЭУ представлена на рис. 1.

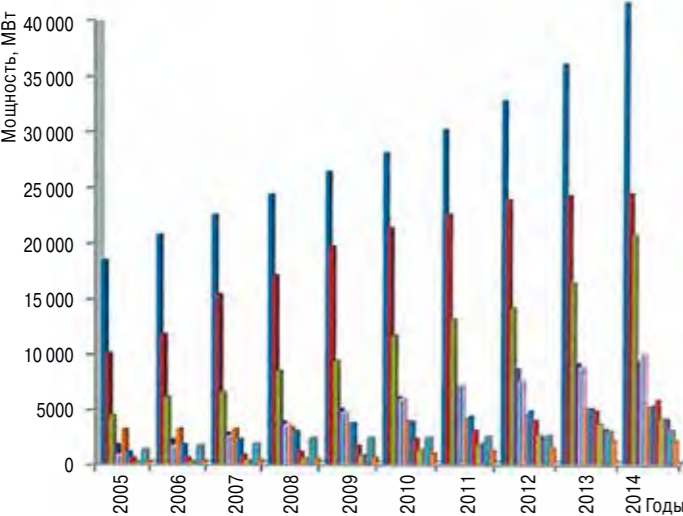
Как свидетельствуют приведенные данные, несомненными лидерами являются Германия, Великобритания и Испания, на долю которых приходится 22 %, 13 % и 11 % европейского рынка, соответственно.

Динамика мощности ВЭУ за период 2005–2014 гг. приведена на рис. 2.

Полученные результаты подтверждают интенсивный характер развития рынка ветроэнергетики в странах ЕС. Характеризуя названных выше лидеров, хотелось бы отметить более чем двукратное увеличение мощностей ВЭУ Германии, практически трехкратный рост мощностей Испании за истекшее десятилетие. Ветроэнергетика Великобритании, бурно развиваясь в период 2005–2010 гг., переходит в состояние стагнации с 2010 г. по настоящее время.



2_Динамика мощностей
вс ВЭУ европейских стран
(2005–2014 гг.)



- Германия
- Великобритания
- Испания
- Италия
- Франция
- Дания
- Португалия
- Швеция
- Польша
- Турция
- Нидерланды
- Бельгия

Несмотря на усиление значимости ветроэнергетики в организации жизнедеятельности стран, о чем свидетельствует приведенная динамика мощностей, энергия ветра, к сожалению, является нерегулируемым источником энергии, зависимым от силы ветра – фактора, не поддающегося внешнему влиянию. И как следствие, объемы вырабатываемой электроэнергии не постоянны, что предполагает необходимость создания страховых запасов энергии (станций обеспечения бесперебойного снабжения), разработки альтернативных технологий сопутствующих либо заменяющих ВЭУ. Еще одной проблемой (преодолеваемой посредством проведения исследований и разработки проектных решений) является снижение отдачи ветрогенераторов после достижения ими износа в 20–25 % [3].

Важным условием эффективности ВЭУ является их массовость. Это связано с тем, что расходы по установке единичных установок нецелесообразны в связи с необходимостью существенных затрат на создание сетевой инфраструктуры (затраты на обеспечение линии электропередач и распределительных устройств).



Большие ветроустановки помимо проблемы обеспечения прочности конструкции имеют проблему, связанную с ремонтом и поддержанием надежности их функционирования, так как, например, замена важнейших деталей, в число которых входят лопасти и ротор, на высотах более 100 м – довольно сложная процедура.

В 2014 г. темпы прироста инвестиций в мировую ветроэнергетику составили примерно 150 млрд долл, что связано со стремительным развитием технологий использования альтернативных источников энергии на Дальнем Востоке, снижением цен на ВЭУ, климатическими изменениями на территории Европы [2]. И эта тенденция будет продолжаться. По различным оценкам, в ближайшее десятилетие объем инвестиций в возобновляемые источники энергии удвоится, что приведет к увеличению доли ветроэнергетики в общем объеме до 10 % к 2030 г. (против 2 % в 2010 г.).

Развитость отрасли ветроэнергетики, которая, безусловно, является передовой в области возобновляемой энергетики (не считая гидроэнергетику) сказывается не только

на технических характеристиках ВЭУ, но и на экономических параметрах. Признание ветроэнергетики как одного из наиболее перспективных направлений обусловило ее высокий уровень развития, что нашло отражение в значении параметров ВЭУ, обеспечивающих эффективность их функционирования. Для подтверждения данного тезиса проведем сравнение себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии, получаемой на различных типах станций (табл. 1), в условиях коридора изменения некоторых производственно-экономических показателей (таких как интенсивность ветра или солнечного излучения и др.).

Как свидетельствуют данные табл. 1, затраты на производство электроэнергии ВЭУ вполне сопоставимы с традиционными способами получения энергии. Себестоимость электроэнергии, получаемой береговой ВЭУ, занимает второе-третье место в каждой градации, уступая лишь атомной и парогазовой электростанции. Самый дорогой 1 кВт·ч электроэнергии получают на фотоэлектрических станциях – превышение над стоимостью «ветрового» 1 кВт·ч

в 4–6 раз, значимый разрыв демонстрирует и электроэнергия тепловых солнечных электростанций.

Хотелось бы обратить внимание на существенную дифференциацию себестоимости энергии, получаемой на береговых и морских ВЭУ. Конечно же, энергия, вырабатываемая морскими ВЭУ,кратно дороже энергии береговых ВЭУ, что связано с удорожанием процедур монтажа и обеспечения сетевыми подключениями, издержки, также связанные с получением разрешительной документации, а также с проблемами защиты от коррозии. Необходим учет технических особенностей, обусловленных сложностью (а зачастую и невозможностью) контроля и регулирования морских территорий. Тем не менее даже более дорогой морской 1 кВт·ч электроэнергии вполне конкурентоспособен по сравнению с другими источниками альтернативной энергии.

Рассмотрим производственно-экономическое положение лидера рынка ветроэнергетических установок 2014 г. – компанию Vestas. Согласно данным отчетов компании за 2014 г. ее валовая прибыль составила 6,9 млрд евро; объем заказов, вы-

полненных компанией, – 7,4 ГВт по мощности установок. Работа компании Vestas рентабельна, что подтверждает значение чистой прибыли в размере 392 млн евро. Рентабельность капитала оценивается в 24,5 %, что говорит об эффективном использовании средств. Добавленная стоимость в расчете на единицу продукции за 2014 г. оценивается в 1,62 евро/кВт·ч, что считается высоким показателем для рынка ветроэнергетики.

Ограниченное распространение ВЭУ связано с такими аспектами, как сильная зависимость от природных факторов, ставящая под сомнение вероятность бесперебойного снабжения энергией, высокие вложения в научные разработки, в установку, монтаж устройств, ориентация потребителей на использование традиционных энергоносителей и т.д. Однако научно-технический прогресс планомерно подводит к тому, что с рынком ветроэнергетики в самые ближайшие годы предстоит считаться – готовятся к серийному выпуску ВЭУ мощностью 225 МВт, что позволит существенно повысить рентабельность данного типа установок. Среди конкурентов – производителей

ветровой энергии следует выделить в первую очередь рынки Азии и Северной Америки.

В табл. 2 представлена сегментация установленной мощности ВЭУ по странам, на рис. 3 – сегментация мирового рынка ВЭУ по компаниям-производителям.

По данным Global Wind Energy Council, запущенные в эксплуатацию мощности ВЭУ за 2012 г. составили 283 ГВт, что выше на 18,7 % в сравнении с 2011 г. Мощности морских ВЭУ составили 5,4 ГВт, что на 31,4 % выше, чем годом ранее. По данным BP Statistical Review of World Energy, 2013 г., с помощью ВЭУ было произведено 521,3 млрд кВт·ч электроэнергии в мире (2,3 % от мирового производства электроэнергии).

Таким образом, мировой ветроэнергетический рынок демонстрировал бурный рост на протяжении 2005–2014 гг. Рост объема мирового рынка ВЭУ в стоимостном выражении с 16,5 млрд долл. США в 2005 г. до 70 млрд долл. в 2013 г. показывает явную заинтересованность в развитии этого направления.

1_Себестоимость электроэнергии при различных типах электростанций, долл./кВт·ч.

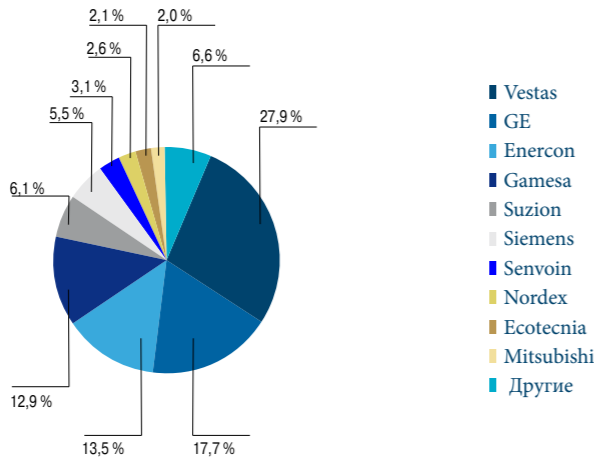
2_Топ-10 стран по объему установленной мощности ВЭУ

РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ КАПИТАЛА ОЦЕНИВАЕТСЯ В

24,5 %, ЧТО ГОВОРИТ ОБ ЭФФЕКТИВНОМ ИСПОЛЬЗОВАНИИ СРЕДСТВ.

ДОБАВЛЕННАЯ СТОИМОСТЬ В РАСЧЕТЕ НА ЕДИНИЦУ ПРОДУКЦИИ ЗА 2014 Г. ОЦЕНИВАЕТСЯ В

1,62 ЕВРО/КВТ·Ч, ЧТО СЧИТАЕТСЯ ВЫСОКИМ ПОКАЗАТЕЛЕМ ДЛЯ РЫНКА ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ



3_Сегментация мирового рынка ВЭУ за 2014 г. по производителям

Несмотря на усиление значимости ветроэнергетики в организации жизнедеятельности стран, о чем свидетельствует приведенная динамика мощностей, энергия ветра, к сожалению, является нерегулируемым источником энергии, зависимым от силы ветра – фактора, не поддающегося внешнему влиянию. И как следствие, объемы вырабатываемой электроэнергии не постоянны, что предполагает необходимость создания страховых запасов энергии (станций обеспечения бесперебойного снабжения), разработки альтернативных технологий сопутствующих либо заменяющих ВЭУ. Еще одной проблемой (преодолеваемой посредством проведения исследований и разработки проектных решений) является снижение отдачи ветрогенераторов после достижения ими износа в 20–25 % [3].

Важным условием эффективности ВЭУ является их массовость. Это связано с тем, что расходы по установке единичных установок нецелесообразны в связи с необходимостью существенных затрат на создание сетевой инфраструктуры (затраты на обеспечение линии электропередач и распределительных устройств).

Большие ветроустановки помимо проблемы обеспечения прочности конструкции имеют проблему, связанную с ремонтом и поддержанием надежности их функционирования, так как, например, замена важнейших деталей, в число которых входят лопасти и ротор, на высотах более 100 м – довольно сложная процедура.

В 2014 г. темпы прироста инвестиций в мировую ветроэнергетику составили примерно 150 млрд долл, что связано со стремительным развитием технологий использования альтернативных источников энергии на Дальнем Востоке, снижением цен на ВЭУ, климатическими изменениями на территории Европы [2]. И эта тенденция будет продолжаться. По различным оценкам, в ближайшее десятилетие объем инвестиций в возобновляемые источники энергии удвоится, что приведет к увеличению доли ветроэнергетики в общем объеме до 10 % к 2030 г. (против 2 % в 2010 г.).

Развитость отрасли ветроэнергетики, которая, безусловно, является передовой в области возобновляемой энергетики (не считая гидроэнергетику) сказывается не только на технических характеристиках ВЭУ, но и на экономических параметрах. Признаки ветроэнергетики как одного из наиболее перспективных направлений обусловило ее высокий уровень развития, что нашло отражение в значении параметров ВЭУ, обеспечивающих эффективность их функционирования. Для подтверждения данного тезиса проведем сравнение себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии, получаемой на различных типах станций (табл. 1), в условиях коридора изменения некоторых производственно-экономических показателей (таких как интенсивность ветра или солнечного излучения и др.).

Как свидетельствуют данные табл. 1, затраты на производство электроэнергии ВЭУ вполне сопоставимы с традиционными способами получения энергии. Себестоимость электроэнергии, получаемой береговой ВЭУ, занимает второе-третье место в каждой градации, уступая лишь атомной и парогазовой электростанции. Самый дорогой 1 кВт·ч электроэнергии получают на фотоэлектрических станциях – превышение над стоимостью «ветрового» 1 кВт·ч в 4–6 раз, значимый разрыв демонстрирует и электроэнергия тепловых солнечных электростанций.

Хотелось бы обратить внимание на существенную дифференциацию себестоимости энергии, получаемой на береговых и морских ВЭУ. Конечно же, энергия, вырабатываемая морскими ВЭУ,кратно дороже энергии береговых ВЭУ, что связано с удорожанием процедур монтажа и обеспечения сетевыми подключениями, издержки, также связанные с получением разрешительной документации, а также с проблемами защиты от коррозии. Необходим учет технических особенностей, обусловленных сложностью (а зачастую и невозможностью) контроля и регулирования морских территорий. Тем не менее даже более дорогой морской 1 кВт·ч электроэнергии вполне конкурентоспособен по сравнению с другими источниками альтернативной энергии.



СУЩЕСТВУЕТ УГРОЗА ПОВТОРЕНИЯ СИТУАЦИИ С СОЛНЕЧНЫМИ БАТАРЕЯМИ, КОГДА АЗИАТСКИЕ КОМПАНИИ ВЫТЕСНИЛИ С ЕВРОПЕЙСКОГО РЫНКА СОБСТВЕННЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ЗА СЧЕТ БОЛЕЕ НИЗКОЙ СЕБЕСТОИМОСТИ ПРОИЗВОДИМОЙ ПРОДУКЦИИ.

Рассмотрим производственно-экономическое положение лидера рынка ветроэнергетических установок 2014 г. – компанию Vestas. Согласно данным отчетов компании за 2014 г. ее валовая прибыль составила 6,9 млрд евро; объем заказов, выполненных компанией, – 7,4 ГВт по мощности установок. Работа компании Vestas рентабельна, что подтверждает значение чистой прибыли в размере 392 млн евро. Рентабельность капитала оценивается в 24,5 %, что говорит об эффективном использовании средств. Добавленная стоимость в расчете на единицу продукции за 2014 г. оценивается в 1,62 евро/кВт·ч, что считается высоким показателем для рынка ветроэнергетики.



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Малхотра Н. Маркетинговые исследования. Практическое руководство, 4-е изд./ Пер. с англ. – М. : Вильямс, 2007. – 1200 с.
2. Алхасов А.Б. Возобновляемая энергетика. – М. : Физматлит, 2010. – 256 с.
3. Алексеев Б.А. Ветроэнергетика мира и ее проблемы // Энергетика за рубежом. – 2007. – № 5. – С. 31–47.

Ограниченное распространение ВЭУ связано с такими аспектами, как сильная зависимость от природных факторов, ставящая под сомнение вероятность бесперебойного снабжения энергией, высокие вложения в научные разработки, в установку, монтаж устройств, ориентация потребителей на использование традиционных энергоносителей и т.д. Однако научно-технический прогресс планомерно подводит к тому, что с рынком ветроэнергетики в самые ближайшие годы предстоит считаться – готовятся к серийному выпуску ВЭУ мощностью 225 МВт, что позволит существенно повысить рентабельность данного типа установок. Среди конкурентов – производителей ветровой энергии следует выделить в первую очередь рынки Азии и Северной Америки.

В табл. 2 представлена сегментация установленной мощности ВЭУ по странам, на рис. 3 – сегментация мирового рынка ВЭУ по компаниям-производителям.

По данным Global Wind Energy Council, запущенные в эксплуатацию мощности ВЭУ за 2012 г. составили 283 ГВт, что выше на 18,7 % в сравнении с 2011 г. Мощности морских ВЭУ составили 5,4 ГВт, что на 31,4 % выше, чем годом ранее. По данным BP Statistical Review of World Energy, 2013 г., с помощью ВЭУ было произведено 521,3 млрд кВт·ч электроэнергии в мире (2,3 % от мирового производства электроэнергии).

Таким образом, мировой ветроэнергетический рынок демонстрировал бурный рост на протяжении 2005–2014 гг. Рост объема мирового рынка ВЭУ в стоимостном выраже

Наибольший объем продаж ВЭУ по итогам 2013 г. приходился на рынок стран Азии (35,5 % мирового рынка), Северной Америки (28,4 %), Европы (27,4 %). Наибольшая суммарная установленная мощность ВЭУ по итогам 2014 г. приходилась на Европу (47,8 %), Азию (25,1 %), Северную Америку (24,2 %).

ВЭУ при эксплуатации не использует ископаемое горючее. Работа ВЭУ мощностью 1 МВт за одно десятилетие может сэкономить около 15 тыс. т угля или 50 тыс. баррелей нефти.

Европейская ассоциация ветроэнергетики (European Wind Energy Association, EWEA) сообщает, что к 2020 г. суммарная мощность оффшорных ветропарков должна вырасти до 40 ГВт, а к 2030 г. – до 150 ГВт.

Однако все эти оптимистичные прогнозы могут быть нарушены возросшей активностью Дальневосточного региона (Китай, Япония). Существует угроза повторения ситуации с солнечными батареями, когда азиатские компании вытеснили с европейского рынка собственных производителей за счет более низкой себестоимости производимой продукции. Но внутриотраслевая конкуренция, несомненно, будет только способствовать развитию всего рынка ветроэнергетики в целом. Динамика роста в последнее десятилетие неизменно имела положительную тенденцию, и в ближайшем будущем, с выходом на рынок новых, усовершенствованных установок, можно ожидать прорыва ветроэнергетического рынка на мировой энергетической арене.

REFERENCES

1. Malkhotra N. Marketingovy issledovaniya. Prakticheskoe rukovodstvo, 4-e izd. [Malkhotra N. Marketing Research: an applied orientation, 4th edition]. Moscow, Vil'yams Publ., 2007. 1200 p.
2. Alkhasov A.B. Vozobnovlyayemaya energetika [Renewable Energetics]. Moscow, FIZMATLIT Publ., 2010. 256 p.
3. Alekseyev B.A. Vetroenergetika mira i ee problemy [Wind-power engineering of the world and its problems]. Energetika za rubezhom, 2007, no. 5, pp.31-47.

УДК 622.691.4

В ВОСТОЧНОМ РЕГИОНЕ ПРОВИНЦИИ СЫЧУАНЬ КИТАЯ РАСПОЛОЖЕНЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ СЕРОВОДОРОДА, ПРИ РАЗРАБОТКЕ КОТОРЫХ В СИСТЕМАХ СБОРА ГАЗА ЧАСТО ВОЗНИКАЮТ ГИДРАТНЫЕ ПРОБКИ. ДЛЯ ИНГИБИРОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ В ЭТОМ РЕГИОНЕ ТРАДИЦИОННО ПРИМЕНЯЮТ МЕТАНОЛ. ОДНАКО ИЗ-ЗА БОЛЬШОГО РАСХОДА, ВЫСОКИХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ТОКСИЧНОСТИ И ПОЖАРООПАСНОСТИ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТАНОЛА ЗНАЧИТЕЛЬНО СНИЖАЕТ РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧЕСКУЮ БЕЗОПАСНОСТЬ ДОБЫЧИ ГАЗА В ЭТОМ РЕГИОНЕ. В СВЯЗИ С ЭТИМ ПРОВЕДЕНЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

ПЕРСПЕКТИВЫ ЗАМЕНЫ МЕТАНОЛА КИНЕТИЧЕСКИМИ ИНГИБИТОРАМИ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В СИСТЕМАХ СБОРА ГАЗА СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРОВИНЦИИ СЫЧУАНЬ, КИТАЙ

ПО ВОЗМОЖНОСТИ ЗАМЕЩЕНИЯ МЕТАНОЛА БОЛЕЕ БЕЗВРЕДНЫМИ И ЭФФЕКТИВНЫМИ КИНЕТИЧЕСКИМИ ИНГИБИТОРАМИ. ЭТИ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОКАЗАЛИ, ЧТО ДЛЯ УСЛОВИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРОВИНЦИИ СЫЧУАНЬ ПРИМЕНЕНИЕ КИНЕТИЧЕСКИХ ИНГИБИТОРОВ МОЖЕТ ПРИНЕСТИ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ЗА СЧЕТ СНИЖЕНИЯ ОБЪЕМОВ ИСПОЛЬЗУЕМОГО МЕТАНОЛА.

ВАН АНЬЛУНЬ,
В. С. ЯКУШЕВ
-
РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина, РФ,
Москва
yakushev.v@gubkin.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
гидратообразование,
метанол, кинетические
ингибиторы,
природный газ
с содержанием серо-
водорода, повышение
эффективности инги-
бирования, система
сбора газа.

SICHUAN PROVINCE,
CHINA: PROSPECTS
FOR SHIFTING FROM
METHANOL TO KINETIC
HYDRATE INHIBITORS IN
SOUR GAS GATHERING
SYSTEMS

WAN AN'LUN',
YAKUSHEV V.S.
-
Gubkin Oil and Gas
State University, RF,
Moscow
yakushev.v@gubkin.ru

Numerous sour gas fields have been discovered in eastern part of Sichuan province, China, but hydrates are often the case for upstream gas gathering systems there. Methanol has been traditionally the choice for hydrate inhibition. However, due to large consumption, higher operating costs, toxicity, and fire hazards, methanol appears to affect gas production profitability and environmental compliance of upstream development in this region. In this connection, methanol replacement opportunities there were examined, to propose less toxic and more efficiency kinetic inhibitors as a viable alternative. It was found that such kinetic hydrate inhibitors could likely bring significant economic benefits for Sichuan province as methanol consumption could be considerably reduced.

KEYWORDS:
hydrates, methanol,
kinetic inhibitors, sour
gas, efficiency, envi-
ronment, hazards, gas
gathering system.

КИНЕТИЧЕСКИЕ ИНГИБИТОРЫ

В настоящее время одним из главных направлений исследований по повышению эффективности ингибирования гидратообразования является сокращение расхода метанола за счет применения кинетических ингибиторов. Кинетические ингибиторы гидратообразования – это реагенты, задерживающие образование гидратов от нескольких часов до суток и более при переохлаждении водно-газовой системы относительно равновесной температуры гидратообразования до 11–12 °С. При этом массовая доля ингибитора в водной фазе составляет примерно 0,25–0,50 % [1]. Это достаточно для успешного ингибирования промысловых систем сбора газа, поскольку время в пути сырого газа по внутрипромысловым трубопроводам обычно не превышает 10–20 мин [2].

Установлено, что к эффективным кинетическим ингибиторам относятся водорастворимые полимерные соединения, в том числе PVP, PVCар, VIMA/VCar, VC-713 и т.д. На работоспособность кинетических ингибиторов в значительной степени влияет параметр ΔТ, характеризующий степень переохлаждения системы в области гидратообразования, величина которого равняется разнице между температурой гидратообразования и температурой системы.

Ж.П. Лэдэрхосом и Е.Д. Слоаном [3] было проведено исследование по оценке эффективности PVCар и VC-713 при ингибировании образования газовых гидратов (рис. 1). Были построены графики зависимости необходимой концентрации PVCар от ΔТ и VC-713 от ΔТ при давлении 6,9 МПа, и установлено, что результаты, полученные по двум ингибиторам, приблизительно одинаковы. В работе [4] построен график зависимости необходимой концентрации VIMA/VCar от ΔТ при давлении 6,9 МПа для предупреждения гидратообразования в системе «природный газ – вода». В работе [5] показано, что при давлении 6,9 МПа предельная величина ΔТ, при которой PVCар еще эффективен, составляет 12,5 °С, а VIMA/VCar – 16,1 °С. В работе [6] установлено, что при давлении 6 МПа и ΔТ = 11,5 °С PVCар может замедлять образование газовых гидратов на 48 ч. По результатам исследований [7] при давлении 9,05 МПа и содержании кинетического ингибитора 0,3 % PVP может замедлять гидратообразование на 23,8 мин, когда величина ΔТ составляет 6,1 °С, а PVCар может замедлять гидратообразование на 76,6 мин, когда величина ΔТ достигает 9,8 °С. Приведенные результаты исследований показывают, что среди кинетических ингибиторов VIMA/VCar является наиболее эффективным, а PVCар более эффективен, чем PVP. Однако из-за высокой стоимости реагента применение VIMA/VCar для предупреждения гидратообразования весьма ограничено. В практике газопромыслового дела чаще всего применяются PVCар и VC-713.

Отметим, что при применении кинетических ингибиторов отсутствует необходимость дополнительных капитальных вложений в переоборудование существующих систем распределения и ввода метанола, однако для кинетических ингибиторов необходим стабильный термобарический режим работы газопромысловой системы при положительных (по Цельсию) температурах. Поэтому в случае широких вариаций термобарических условий в газосборном коллекторе должно быть предусмотрено использование традиционного ингибитора. По поводу применения кинетических ингибиторов для предупреждения гидратообразования в системах сбора природных газов с содержанием H₂S существуют разные точки зрения: в работе [8] показано, что кислые газы негативно влияют на эффективность кинетических ингибиторов гидратообразования, но отсутствует соответствующее обоснование. В работе [9] приведены два примера применения кинетических ингибиторов для предупреждения гидратообразования в системах добычи природных газов с содержанием H₂S и CO₂ и установлено, что это применение является целесообразным и эффективным. В целом до сих пор проведено мало исследований применения кинетических ингибиторов при наличии H₂S и CO₂, и влияние H₂S и CO₂ на эффективность кинетических ингибиторов гидратообразования еще полностью не выяснено. С другой стороны, установлено, что некоторые ингибиторы кислотной коррозии, применяемые в системах сбора газов с содержанием H₂S и CO₂, негативно влияют на эффективность кинетических ингибиторов, и это важно учитывать [10].



ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИН- ГИБИРОВАНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ КИНЕТИЧЕ- СКИХ ИНГИБИТОРОВ

На востоке провинции Сычуань Китая расположены месторожде- ния природного газа, содержа- щие 2,78 = 9,26 % сероводорода. В некоторых залежах содержание сероводорода достигает 31,95 %. На сегодняшний день шесть зале- жей введены в разработку, пробу- рены 37 эксплуатационных скважин, ежедневный объем добычи газа составляет около 2060 тыс. м³. В этом регионе зимой температура окружающей среды 5–10 °С, и при разработке месторождений в си- стемах сбора газа часто возникает гидратная пробка. По статистике, в период 2005–2009 гг. в этом регионе возникли 193 гидратные пробки, сильно сократившие объем добычи газа [11].

Круглогодичные положительные температуры способствуют при- менению кинетических ингибито- ров, а присутствие сероводорода резко понижает температуру ги- дратообразования добываемого газа и приводит к повышенным расходам метанола, чего можно избежать, используя кинетические ингибиторы.

1_Состав газа на месторождений Чуань Дон-1, -2, -3

МЕСТОРОЖДЕНИЕ	МОЛЬНАЯ ДОЛЯ В ГАЗЕ, %						
	C ₁	C ₂	C ₃ -C ₄	He	N ₂	H ₂ S	CO ₂
Чуань Дон-1	90,38	0,07	0,001	0,014	0,54	7,34	1,65
Чуань Дон-2	85,041	0,04	0	0	0,497	9,449	4,973
Чуань Дон-3	73,71	0,06	0,05	0,05	0,79	17,06	8,27

2_Параметры на газосборных коллекторов

ПРИРОДНЫЕ ЛАНДШАФТЫ	МЕСТОРОЖДЕНИЕ		
	ЧУАНЬ ДОН-1	ЧУАНЬ ДОН-2	ЧУАНЬ ДОН-3
Давление транспортируемого газа в коллекторах, МПа	7	10~6	8
Средняя температура окружающей среды, °С	8	6	8
Конечная температура газа в коллекторах, °С	9,0-10,6	7,8-12,5	8
Мероприятия по теплоизоляции	Нагревательная печь на входе в коллектор; коллекторы подзем- ной прокладки	Нагревательная печь на входе в кол-лектор	Нет

Приведем данные по трем ти- пичным месторождениям этого региона для анализа возможности замены метанола кинетическим ин- гибитором. В табл. 1 представлены составы газов месторождений Чу- ань Дон-1, Чуань Дон-2, Чуань Дон- 3, расположенных в районе Чуань Дон провинции Сычуань. В табл. 2 приведены параметры газосборных коллекторов, необходимые для планирования предупреждения гидратообразования.

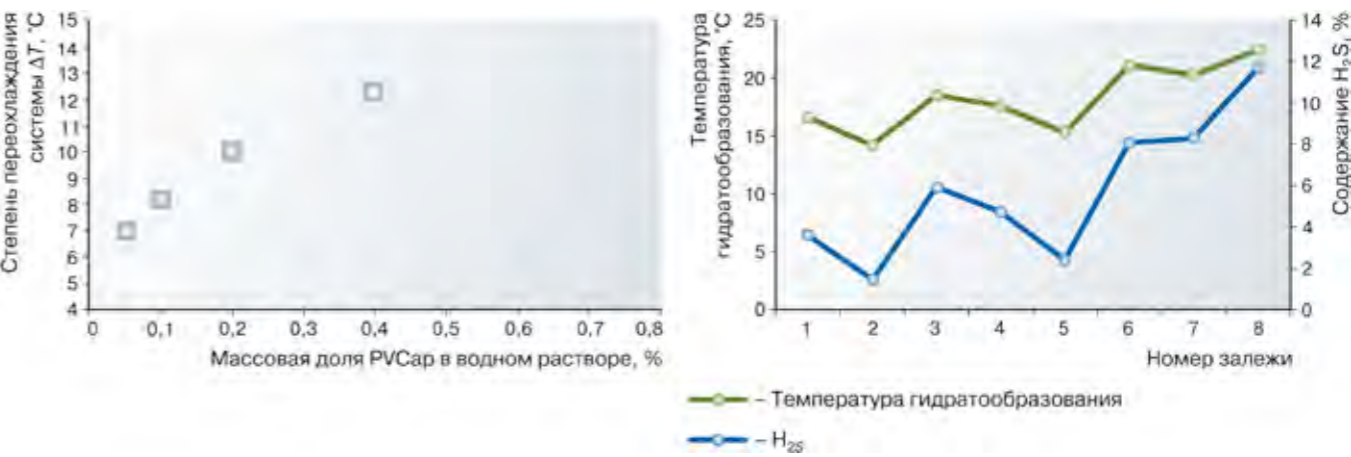
Чтобы определить условия гидра- тообразования природного газа, был применен графический метод, предложенный Бейли и Вишертм, который хорошо работает для природных газов, содержащих до 50 % H₂S. Точность этого метода оценивается в ±1,5 °С [2].

Как отмечено, одним из наиболее эффективных кинетических инги- биторов является PVCар. Согласно зависимостям, представленным в работе [3], можно определить необходимую концентрацию PVCар для предупреждения гидрато- образования на месторождениях провинции Сычуань.

В табл. 3 приведены результаты анализа возможности замещения метанола кинетическими ингибито- рами на месторождениях провин- ции Сычуань. Для месторождений Чуань Дон-1, -2 величина ΔТ мень- ше 12,5 °С, и можно полностью заменить метанол кинетическим ингибитором PVCар. Для место- рождения Чуань Дон-3 величина ΔТ больше 12,5 °С, и полное заме- щение метанола уже невозможно.

Рассмотрим причины недоста- точной эффективности кинети- ческого ингибитора для преду- преждения образования газовых гидратов в системе сбора газа на месторождении Чуань Дон-3. В системах сбора газа всех трех месторождений (см. табл. 1, 2) имеются сходные условия, в том числе давление транспортируе- мого газа в коллекторах, средняя температура окружающей среды. Однако при сравнении составов газов легко заметить большое различие в содержании серово- дорода: содержание сероводоро- да в газе на месторождении Чуань Дон-3 почти в 2 раза больше содержания сероводорода в газе

на месторождениях Чуань Дон-1 и Чуань Дон-2. Соответственно, в системе сбора газа место- рождения Чуань Дон-3 имеется наиболее высокая температура гидратообразования. Следует отметить, что в системах сбора газа месторождений Чуань Дон- 1 и Чуань Дон-2 применяются нагревательные печи, чтобы повысить начальную температуру газа в коллекторе, а на место- рождении Чуань Дон-1 также про- ложены подземные коллекторы. В результате этих мероприятий конечная температура газа в кол- лекторе сохраняется немного выше температуры окружающей среды. Из-за отсутствия вы- шеуказанных мероприятий для месторождения Чуань Дон-3 конечная температура газа в кол- лекторе равняется температуре окружающей среды, поэтому величина степени переохлажде- ния системы ΔТ относительно большая. Однако даже если допустить, что на месторожде- ниях Чуань Дон-1 и Чуань Дон-2 также отсутствуют теплоизоляция коллекторов и нагревание при- родного газа и конечная темпера



1_Зависимость величины возможного (допусти- мого) переохлаждения системы «газ – вода» относительно равновесной температуры гидра- тообразования при различных концентрациях PVCар в воде [3]

ПАРАМЕТРЫ	МЕСТОРОЖДЕНИЕ		
	ЧУАНЬ ДОН-1	ЧУАНЬ ДОН-2	ЧУАНЬ ДОН-3
Температура гидратообразования °С	18,6	17-21	24,5
Величина степени переохлаждения, °С	8–9,6	4,5-9,2	16,5
Необходимое содержание метанола в водном растворе, %	16,59-19,66	9,57-18,94	31,87
Необходимое содержание PVCар в водном растворе, %	0,0875-0,25	0,025-0,225	-
Соотношение содержаний метанола и PVCар	78,64-189,6	84,18-382,8	-
Соотношение затрат на метанол и PVCар	7,864-18,96	8,418-38,28	-

ЗАЛЕЖЬ	МОЛЬНАЯ ДОЛЯ В ГАЗЕ, %							ТЕМПЕРАТУРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, °С	ΔТ, °С
	C ₁	C ₂	C ₃ -C ₄	He	N ₂	H ₂ S	CO ₂	H ₂ S	CO ₂
1	88,41	0,15	0,00	0,02	0,32	3,61	7,49	16,6	9,1
2	94,28	0,24	0,00	0,02	0,35	1,48	3,63	14,2	6,7
3	85,42	0,08	0,00	0,00	0,28	5,89	8,33	18,5	11,0
4	87,31	0,12	0,00	0,02	0,30	4,71	7,55	17,6	10,1
5	91,88	0,18	0,00	0,01	0,32	2,41	5,20	15,3	7,8
6	88,94	0,2	0,00	0,00	0,35	8,06	2,44	21,0	13,5
7	83,36	0,07	0,00	0,02	2,08	8,30	6,12	20,2	12,7
8	80,52	0,04	0,00	0,02	0,75	11,68	6,97	22,4	14,9

2_Динамика температуры гидратообразования газов и содержания H2S в газах (номера залежей из табл. 4)

3_Результаты анализа возможности повы- шения эффектив- ности применения метанола за счет ис- пользования кинети- ческих ингибиторов

3_Состав газа, темпе- ратура гидратообра- зования и величина степени переохлаж- дения системы ΔТ для залежей место- рождений района Чуань Дон при рабо- чем давлении 8 МПа и конечной темпе- ратуре в коллекторе 7,5 °С

тура газа в коллекторе приближенно равняется температуре окружающей среды, то и тогда в конце коллектора величина переохлаждения системы также не превышает 11 °С, т. е. все равно целесообразно полностью заменить метанол кинетическим ингибитором PVCap.

Очевидно, что высокое содержание сероводорода в газе является основной причиной значительного переохлаждения в системе сбора газа на месторождении Чуань Дон-3, что, в свою очередь, ограничивает возможность применения кинетического ингибитора для этого месторождения.

Исходя из данных о составах газов нескольких залежей месторождений этого региона (табл. 4) были определены температуры гидратообразования газов при рабочем давлении 8 МПа, а также величины степени переохлаждения ΔТ при конечной температуре системы 7,5 °С.

На рис. 2 показано сопоставление динамики температуры гидратообразования с динамикой содержания Н₂С в газах. Легко заметить, что изменение температуры гидратообразования газов в целом контролируется содержанием Н₂С. Соответственно, и работоспособность кинетических ингибиторов также зависит от содержания сероводорода. Более того (см. табл. 4), в случаях, когда содержание сероводорода в газе составляет 8,06; 8,30 и 11,68 % (залежи 6, 7, 8), величина ΔТ превышает 12,05 °С, при этом кинетический ингибитор PVCap перестает действовать.

На основе изложенного можно сделать следующие выводы:

Для газовых месторождений на востоке провинции Сычуань Китая применимость кинетических ингибиторов в основном обусловлена содержанием сероводорода в газе: при небольшом содержании сероводорода в газе (примерно 7–9 %) в системе сбора газа величина переохлаждения системы ΔТ является небольшой, и термобарические условия совпадают с требованием по применению кинетических ингибиторов, а при высоком содержании сероводорода в газе (>10 %) величина переохлаждения системы может превышать 12,5 °С и в коллекторах газов возникают термобарические условия, при которых кинетический ингибитор становится неэффективным.

Для тех месторождений, где содержание сероводорода в газе небольшое, для предупреждения гидратообразования при стабильном режиме работы систем сбора газа целесообразно полностью замещать метанол кинетическим ингибитором, и при этом можно значительно сократить расход метанола, а также сократить затраты на нагревательные печи или другие мероприятия по теплоизоляции. По предварительным прогнозам, при замене метанола кинетическим ингибитором можно добиться 7–8-кратного сокращения затрат на ингибирование.



Для тех месторождений, где содержание сероводорода в газе относительно большое, целесообразно предупреждать гидратообразование в системах сбора газа следующим образом: фиксировать температуру окружающей среды в разные периоды времени, затем по динамике изменения температуры замещать метанол кинетическим ингибитором в определенные периоды, когда температура окружающей среды относительно высокая. Кроме того, очевидно целесообразность небольшого нагрева сырого газа на устье с помощью печей, чтобы термобарические условия в коллекторе совпадали с требованием по применению кинетических ингибиторов. Тогда применение метанола можно полностью исключить.

Статья поддерживается Китайским советом по стипендиям.

ДЛЯ ТЕХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ГДЕ СОДЕРЖАНИЕ СЕРОВОДОРОДА В ГАЗЕ НЕБОЛЬШОЕ, ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ ПРИ СТАБИЛЬНОМ РЕЖИМЕ РАБОТЫ СИСТЕМ СБОРА ГАЗА ЦЕЛЕСООБРАЗНО ПОЛНОСТЬЮ ЗАМЕЩАТЬ МЕТАНОЛ КИНЕТИЧЕСКИМ ИНГИБИТОРОМ, И ПРИ ЭТОМ МОЖНО ЗНАЧИТЕЛЬНО СОКРАТИТЬ РАСХОД МЕТАНОЛА, А ТАКЖЕ СОКРАТИТЬ ЗАТРАТЫ НА НАГРЕВАТЕЛЬНЫЕ ПЕЧИ ИЛИ ДРУГИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ. ПО ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫМ ПРОГНОЗАМ, ПРИ ЗАМЕНЕ МЕТАНОЛА КИНЕТИЧЕСКИМ ИНГИБИТОРОМ МОЖНО ДОБИТЬСЯ 7–8-КРАТНОГО СОКРАЩЕНИЯ ЗАТРАТ НА ИНГИБИРОВАНИЕ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Mehta A.P., Hebert P.B., Cadena E.R. et al. Fulfilling the promise of low-dosage hydrate inhibitors: Journey from academic curiosity to successful field implementation // SPE Production & Facilities. – 2003. – Feb. – Pp.73–78.
2. Истомин В. А., Квон В. Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. –151 с.
3. Lederhos J.P., Sloan E.D. Transferability of Kinetic Inhibitors Between Laboratory and Pilot Plant // Paper presented at the 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition in Denver Colorado U.S. A. 5–9 October 1996, ref. SPE 81927, pp. 173–179.
4. Talley L.D., Mitchell G.F. Application of proprietary kinetic hydrate inhibitors in gas flowlines // Paper presented at the 1999 Offshore Technology Conference in Houston, Texas, 3–6 May 1999. ref. OTC 11036. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: <https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-11036-MS> (Дата обращения: 01.05.2015 г.).
5. Karla S.C., Christine A.C., Enock B.P. Method for inhibiting hydrate formation. – US Patent 6028233, Feb. 22, 2000.
6. Jun Zheng, Cuiyue Lei, YiZhang. Innovative KHI polymers for gas hydrate control. Paper presented at the Offshore Technology Conference in Houston, Texas, USA, 2–5 May 2011. ref. OTC 21275. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: <https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-21275-MS> (Дата обращения: 21.07.2015 г.).
7. Wei Ke, Thor M. Svartaas, Hailu K. Abay. An experimental study on hydrate formation in presence of methanol, PVP and PVCap in an isochoric cell // Paper presented at Proceedings of the 7th international conference on gas hydrates (ICGH 2011), Edinburgh, Scotland, United Kingdom, 2011. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: <http://www.pet.hw.ac.uk/icgh7/papers/icgh2011Final00324.pdf> (Дата обращения: 11.06.2015 г.).
8. Kelland M.A. Production chemicals for the oil and gas industry. Boca Raton, Fla.: CRC Press, 2009.–231 с.
9. Thieu.V. Frostman L.M. Use of low-dosage hydrate inhibitors in sour systems // Paper presented at the 2005 SPE International Symposium on Oilfield Chemistry in Houston, Texas, U.S. A., 2–4 February 2005.ref. SPE-93450. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-93450-MS> (Дата обращения: 30.06.2015 г.).
10. Bob Fu. Development of non-interfering corrosion inhibitors for sour gas pipelines with co-injection of kinetic hydrate inhibitors. – NACE-07666. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: (<http://www.nace.org/cstm/Store/Product.aspx?id=352cbe53-741f-dc11-94f4-0017a4466950> (Дата обращения: 11.08.2015 г.).
11. Ху Дефень, Хоу Мэй, Сюй Ли. Предупреждение газовых гидратов в системах газа с высоким содержанием сероводорода // Газопромышленность. – 2010. – № 10. – С. 78–82 (на китайском языке).

REFERENCES

1. Mehta A.P., Hebert P.B., Cadena E.R., et al. Fulfilling the promise of low-dosage hydrate inhibitors: Journey from academic curiosity to successful field implementation. SPE Production & Facilities, 2003, Feb., pp. 73–78.
2. Istomin V.A., Kvon V.G. Preduprezhdeniye i likvidatsiya gazovyykh gidratov v sistemakh dobychi gaza [Prevention and elimination of gas hydrates in gas production systems]. Moscow, IRTs Gazprom Publ., 2004. 151 p.
3. Lederhos J.P., Sloan E.D. Transferability of Kinetic Inhibitors Between Laboratory and Pilot Plant. Paper presented at the 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, U.S.A, 5–9 October 1996, ref. SPE 81927, pp. 173–179.
4. Talley L.D., Mitchell G.F. Application of proprietary kinetic hydrate inhibitors in gas glowlines. Paper presented at the 1999 Offshore Technology Conference. Houston, Texas, 3–6 May 1999, ref. OTC 11036. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC11036-MS> (accessed 01.05.2015).
5. Karla S. C., Christine A. C., Enock B.P. Method for inhibiting hydrate formation. Patent US, no. 6028233, 2000.
6. Jun Zheng, Cuiyue Lei, YiZhang. Innovative KHI polymers for gas hydrate control. Paper presented at the Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA, 2011, 2–5 May, ref. OTC 21275. Available at: www.onepetro.org/conference-paper/OTC21275-MS (accessed 21.07.2015)
7. Wei Ke, Thor M. Svartaas, Hailu K. Abay. An experimental study on hydrate formation in presence of methanol, PVP and PVCap in an isochoric cell. Paper presented at Proceedings of the 7th international conference on gas hydrates (ICGH 2011). Edinburgh, Scotland, United Kingdom, 2011. Available at: <http://www.pet.hw.ac.uk/icgh7/papers/icgh2011Final00324.pdf> (accessed 11.06.2015).
8. Kelland M. A. Production chemicals for the oil and gas industry. Boca Raton, Fla., CRC Press, 2009. 231 p.
9. Thieu.V. Frostman L.M. Use of low-dosage hydrate inhibitors in sour systems. Paper presented at the 2005 SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Houston, Texas, U.S.A., 2005, 2–4 February, ref. SPE-93450. Available at: <https://www.onepetro.org/conferencepaper/SPE93450-MS> (accessed 30.06.2015).
10. Bob Fu. Development of non-interfering corrosion inhibitors for sour gas pipelines with co-injection of kinetic hydrate inhibitors. NACE-07666. Available at: (<http://www.nace.org/cstm/Store/Product.aspx?id=352cbe53741fdc1194f4-0017a4466950> (accessed 11.08.2015).
11. Khu Defen’, Khou Mei, Syui Li. Preduprezhdeniye gazovyykh gidratov v sistemakh gaza s vysokim soderzhaniem serovodoroda [Prevention of gas hydrates in systems of gas with a high content of hydrogen sulphide]. Gazopromyshlennost’, 2010, no. 10, pp. 78–82 (in Chinese language).

КРОМЕ ТОГО, ОЧЕВИДНА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ НЕБОЛЬШОГО НАГРЕВА СЫРОГО ГАЗА НА УСТЬЕ С ПОМОЩЬЮ ПЕЧЕЙ, ЧТОБЫ ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ В КОЛЛЕКТОРЕ СОВПАДАЛИ С ТРЕБОВАНИЕМ ПО ПРИМЕНЕНИЮ КИНЕТИЧЕСКИХ ИНГИБИТОРОВ.

УДК 613.1

ОСВОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И ТРАНСПОРТ ГАЗА В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА НЕИЗБЕЖНО СОПРОВОЖДАЮТСЯ ДЕГРАДАЦИЕЙ ПРИРОДНЫХ ЛАНДШАФТОВ, ПРИВОДЯЩЕЙ К ВОЗНИКНОВЕНИЮ ОПАСНЫХ СИТУАЦИЙ ДЛЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИНЖЕНЕРНЫХ СООРУЖЕНИЙ И ОБЪЕКТОВ. ПРИ ЭТОМ НАИМЕНЕЕ УСТОЙЧИВЫ К ТЕХНОГЕННЫМ НАГРУЗКАМ ПРИРОДНЫЕ ЛАНДШАФТЫ БОЛОТ И БЕРЕГОВОЙ ЗОНЫ, А НАИБОЛЕЕ УСТОЙЧИВЫ РАВНИННЫЕ ТИПЫ.

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ
ДЕГРАДАЦИИ
ЛАНДШАФТОВ
ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ
ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА ГАЗА
В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

В СВЯЗИ С ЭТИМ НЕОБХОДИМА РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСА СПЕЦИАЛЬНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО МИНИМИЗАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕГРАДАЦИИ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ПРИРОДНЫХ ЛАНДШАФТОВ, КОТОРЫЙ БУДЕТ БАЗИРОВАТЬСЯ НА ПРИНЦИПЕ РАНЖИРОВАНИЯ СТЕПЕНИ ПРОЯВЛЕНИЯ ОПАСНЫХ МЕРЗЛОТНЫХ ПРОЦЕССОВ (0 – ОТСУТСТВУЕТ, 1 – СЛАБЫЙ, 2 – СРЕДНИЙ, 3 – СИЛЬНЫЙ), А ТАКЖЕ КРИТЕРИЯ ОПАСНОСТИ ИХ ПРОЯВЛЕНИЯ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА (СЛАБЫЙ, СРЕДНИЙ, СИЛЬНЫЙ, ОЧЕНЬ СИЛЬНЫЙ).

А.В. БАРАНОВ
О.Б. НАПОЛОВ
-
ООО «Газпром
ВНИИГАЗ», РФ,
Московская обл.
-
o_napolov@vniigaz.
gazprom.ru

UPSTREAM AND
MIDSTREAM GAS
CONSTRUCTION
IN FAR NORTH
ENVIRONMENT:
AVOIDANCE
OF LAND
DEGRADATION

BARANOV A.V.,
NAPOLOV O.B.
-
(ООО Gazprom
VNIIGAZ, RF,
Moskovskaya obl.)
o_napolov@vniigaz.
gazprom.ru

Extensive land degradation is commonly associated with upstream development and gas pipelining in the Far North environment, inevitably leading to numerous hazards to the nature and engineering facilities. Local swampland and shore areas appear most sensitive to such technology loads while plain areas appear most immune. In this connection, it is believed critical to develop a set of dedicated measures aimed to minimise natural landscape degradation implications, building them on ranking the related permafrost implications, between 0 and 3 – zero through hazardous, respectively, in addition to a hazard criterion assumed to define potential implications for gas production area – from minor to average, strong, and severe.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
природные ландшафты, мерзлотные процессы и явления, деградация почвенно-растительного покрова.

KEYWORDS:
natural landscape, permafrost, degradation, soiland vegetation cover, implications, criteria

Районы Крайнего Севера представляют собой уникальное природно-территориальное образование с неповторимыми природными ландшафтами, крайне уязвимыми к техногенным нагрузкам. Для их сохранения российскими учеными разработан широкий спектр подходов к рационализации природопользования [1].

В числе таких подходов: экономическая, экологическая, социальная и комплексная оценки природно-ресурсного потенциала осваиваемых территорий [2].

При этом существующие мероприятия по минимизации последствий воздействия предприятий газодобывающего комплекса (ГДК) на различные компоненты окружающей среды (воздушная и водная среды, почвенно-растительный покров, животный мир) связаны в основном с экологическими ограничениями [3].
Дальнейшее развитие газовой

промышленности неразрывно связано с освоением месторождений углеводородов Крайнего Севера РФ, прежде всего п-ова Ямал. Накопленный опыт освоения Бованенковского месторождения наглядно свидетельствует, что помимо сложных инженерно-технических задач, связанных с его разработкой, предстоит решить и целый комплекс проблем экологического плана, в том числе и инженерной защиты осваиваемых территорий [4].

Многолетние исследования, проводимые специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и других профильных институтов РФ, показали, что суровые природно-климатические условия с длительной морозной зимой и коротким холодным летом значительно осложняют добычу и транспорт углеводородов в этом регионе. При этом уязвимость осваиваемых территорий п-ова Ямал к техногенным нагрузкам способствует ускоренной трансформации почвенно-расти-

тельного покрова (табл. 1) [5]. Уже на стадии проектно-изыскательских работ и тем более при обустройстве и эксплуатации месторождений, а также при строительстве магистральных газопроводов неизбежно происходит его механическое нарушение и, как следствие, развитие опасных мерзлотных процессов и явлений, сопровождающихся таянием многолетнемерзлых пород (ММП), просадками земной поверхности, подтоплением (рис. 1–4), которые являются потенциальной угрозой для безопасного функционирования действующих и проектируемых объектов ГДК (табл. 2). На сегодняшний день основными нормативными документами, регламентирующими проектирование природоохранных мероприятий и сооружений инженерной защиты территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов и явлений являются: СНиП 22–02–2003 СНиП22–02–2003 «Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения» и СП 116.13330.2012 «Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения» (актуализированная редакция СНиП 22–02–2003).

1_Основные источники техногенных воздействий на природные ландшафты и их последствия

Примечание.
Во всех случаях возможна деформация инженерно-технических сооружений и объектов.

ВИДЫ ТЕХНОГЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПРИРОДНЫЕ ЛАНДШАФТЫ	ПОСЛЕДСТВИЯ ТЕХНОГЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ		
	НАРУШЕНИЕ ПОЧВЕННО-РАСТИТЕЛЬНОГО ПОКРОВА	ИЗМЕНЕНИЕ БИОТЫ	ИЗМЕНЕНИЕ ДИНАМИКИ ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ
Однократный проезд автотранспорта	Частичное уничтожение почвенно-растительного покрова, уплотнение и разрыв тундрового войлока	Уменьшение биоразнообразия, замещение автохтонных видов синантропными	Развитие ручейковой и бороздчатой термоэрозии
Многократный проезд автотранспорта	Уничтожение почвенно-растительного покрова на большой площади	Резкое уменьшение численности биологических видов, полная замена автохтонных видов синантропными	Резкая активизация термоэрозионных процессов на большой территории
Расчистка территории тяжелой техникой (экскавация и перемещение грунта)	Уничтожение почвенно-растительного покрова на большой площади	Резкое уменьшение численности биологических видов, полная замена автохтонных видов синантропными	Резкая активизация термоэрозионных процессов на большой территории
Сооружение отсыпок и площадок	Погребение естественного почвенно-растительного слоя и микрорельефа	То же	Изменение условий формирования поверхностного стока

В этих документах рассмотрены основные требования по инженерной защите зданий и сооружений от опасных проявлений мерзлотных процессов и явлений, в том числе мероприятия для защиты от подтопления, затопления, морозобойного пучения грунтов, наледеобразования и термокарста. В целом рассматриваемый в них комплекс природоохранных мероприятий требует значительных материальных и трудовых ресурсов, поскольку минимизировать последствия мерзлотных процессов и тем более восстановить естественное состояние природных ландшафтов крайне проблематично [6].

В связи с этим авторы предлагают иной подход к решению данной проблемы. Каждый тип природного ландшафта имеет различную степень устойчивости к техногенным нагрузкам, последствия которых у каждого типа ландшафта проявляются по-разному [7].

Например, по данным ряда российских ученых [8] наибольшей устойчивостью к техногенным нагрузкам и способностью противостоять проявлению или активизации мерзлотных процессов характеризуются подбурь. Другие типы мерзлотных почв менее устойчивы к техногенным нагрузкам (торфяно-глеоземы и торфянистые почвы долин рек и заболоченных депрессий). Устойчивость

природных ландшафтов тесно связана с их способностью к восстановлению. Очевидно, что регенерация природных ландшафтов в большей степени зависит от восстановления почвенно-растительного покрова, являющегося основным структурообразующим элементом природного ландшафта [9].

На севере Западной Сибири и на п-ове Ямал быстрее всего восстанавливаются травяно-моховые болота, в которых при техногенных нарушениях почвенного покрова усиливается заболоченность. Медленнее восстанавливаются кустарничково-лишайниковые ассоциации на плоских торфяниках. В табл. 3 приведены данные об устойчивости к техногенным нагрузкам и способности к восстановлению наиболее распространенных в условиях Крайнего севера РФ типов природных ландшафтов. На основании табл. 3 можно сделать вывод, что наименее устойчивы к техногенным нагрузкам природные ландшафты болот и береговой зоны. При этом наиболее устойчивы к техногенным нагрузкам равнинные типы природных ландшафтов. Наибольшей способностью к восстановлению обладают почвы болот, а наименьшей – почвы равнин. В связи с этим актуальной является необходимость разработки комплекса специальных мероприятий по минимизации последствий деградации различных ти-



1_Термоэрозионное разрушение тела насыпки

2_Степень опасности природных процессов и явлений, характерных для строительства и эксплуатации объектов ГДК в условиях Крайнего Севера РФ (пример)

Примечание. Мерзлотные (криогенные) процессы и явления: З – заболачивание, П – пучение, Т1 – термокарст, Т2 – термоэрозия, Д – дефляция.

НАИБОЛЬШЕЙ УСТОЙЧИВОСТЬЮ К ТЕХНОГЕННЫМ НАГРУЗКАМ И СПОСОБНОСТЬЮ ПРОТИВОСТОЯТЬ ПРОЯВЛЕНИЮ ИЛИ АКТИВИЗАЦИИ МЕРЗЛОТНЫХ ПРОЦЕССОВ ХАРАКТЕРИЗУЮТСЯ ПОДБУРЫ

2_Заболачивание придорожной территории

3_Термоабразионное разрушение берегового участка-насыпки

пов природных ландшафтов. В основе разработки данного комплекса будет использован принцип ранжирования степени проявления мерзлотных процессов (0 – отсутствует, 1 – слабый, 2 – средний, 3 – сильный) и критерий опасности их проявления для объектов ГДК (слабый, средний, сильный, очень сильный).

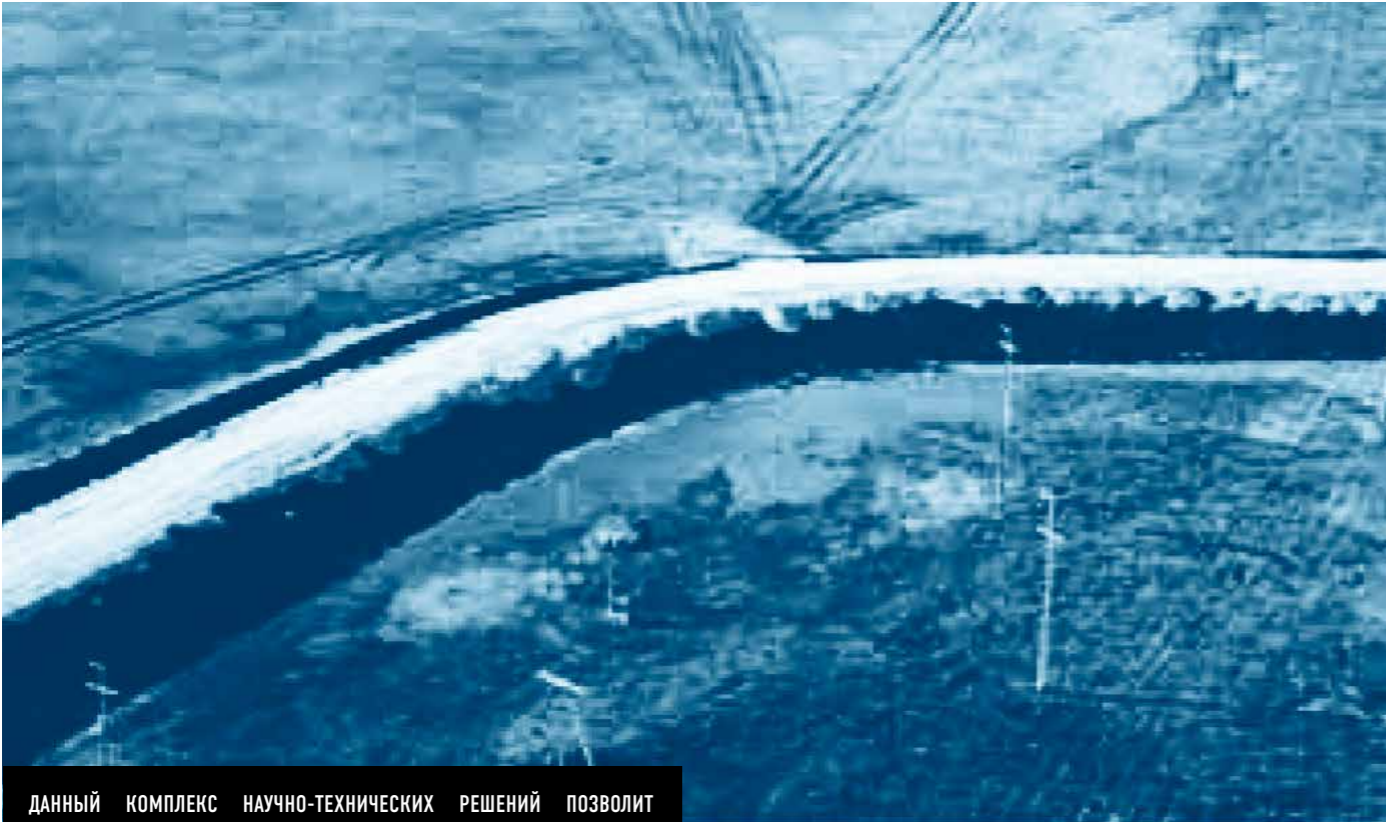
Таким образом, данный комплекс научно-технических решений позволит мини-

мизировать последствия деградации различных типов природных ландшафтов при строительстве и эксплуатации объектов добычи и транспорта газа уже на стадии проектирования и сохранить природные экосистемы в естественном (не нарушенном) состоянии с учетом типов осваиваемых ландшафтов, классификации объектов ГДК, видов и сроков их воздействия, а также степени опасности развития мерзлот-

ПРИРОДНЫЕ ЛАНДШАФТЫ	КРИОГЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ И ЯВЛЕНИЯ					КРИТЕРИИ ОПАСНОСТИ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ГДК
	З	П	Т	Т	Д	
Плоские и пологонаклонные водоразделы, сложенные песками и супесями, умерено дренированные с кустарничково-моховыми тундрами	+	+	+	+	+	Высокий
Бугристые торфяники	+	+	+	-	-	Средний
Низинные травяные и травяно-моховые болота	-	+	+	-	-	Слабый

3_Устойчивость к техногенным воздействиям и способность к восстановлению основных типов природных ландшафтов Крайнего Севера РФ

ТИПЫ ПРИРОДНЫХ ЛАНДШАФТОВ	МЕРЗЛОТНЫЕ ПРОЦЕССЫ И ЯВЛЕНИЯ, ХАРАКТЕРНЫЕ ДЛЯ ДАННОГО ТИПА ЛАНДШАФТА	СТЕПЕНЬ УСТОЙЧИВОСТИ К ТЕХНОГЕННЫМ НАГРУЗКАМ	СПОСОБНОСТЬ К ВОССТАНОВЛЕНИЮ
РАВНИНЫ РАЗЛИЧНОГО ГЕНЕЗИСА			
Пологовывуклые водоразделы, сложенные песками, хорошо дренированные, с мохово-лишайниковыми тундрами и опустыненными раздувами	Дефляция (в большей степени) Термоэрозия и термокарст (в меньшей степени)	Высокая	Низкая
Плоские и пологонаклонные водоразделы, сложенные песками и супесями, умеренно дренированные, с кустарничково-моховыми тундрами	Термокарст, пучение, заболачивание (в большей степени) Теромозрозия, дефляция (в меньшей степени)	Высокая	Низкая
Плоские и пологонаклонные водоразделы, сложенные суглинками и глинами, умеренно и слабо дренированные, с кустарни	Заболачивание, термокарст, пучение (в большей степени) Теромозрозия, солифлюкция (в меньшей степени)	Высокая	Низкая
Придолинные склоны (круче 3°), сложенные песками, умеренно и хорошо дренированные, с кустарниковыми, кустарничково-моховыми тундрами	Термоэрозия	Средняя	Низкая
Придолинные склоны (круче 3°), сложенные суглинками, умеренно дренированные, с кустарниковыми, мохово-кустарниковыми тундрами	Солифлюкция (в большей степени) Термоэрозия (в меньшей степени)	Средняя	Низкая
СОВРЕМЕННЫЕ РЕЧНЫЕ ДОЛИНЫ			
Плоские поймы и переходные террасы современных рек, сложенные песчано-глинистыми отложениями, различной степени дренированности, с кустарниковыми, луговыми и кустарничково-моховыми тундрами и травяно-моховыми болотами	Заболачивание, термокарст, пучение (в большей степени) Термоэрозия (в меньшей степени)	Средняя	Средняя
БОЛОТА			
Бугристые торфяники	Пучение, термокарст (в большей степени) Заболачивание (в меньшей степени)	Низкая	Высокая
Низинные травяные и травяно-моховые болота	Термокарст (в большей степени) Пучение (в меньшей степени)	Низкая	Высокая
БЕРЕГОВАЯ ЗОНА МОРЕЙ И ОЗЁР			
Лайды, берега морей и озёр	Заболачивание, термокарст (в большей степени) Пучение, термоабразия (в меньшей степени)	Средняя	Средняя



ДАННЫЙ КОМПЛЕКС НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПОЗВОЛИТ МИНИМИЗИРОВАТЬ ПОСЛЕДСТВИЯ ДЕГРАДАЦИИ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ПРИРОДНЫХ ЛАНДШАФТОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА ГАЗА УЖЕ НА СТАДИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СОХРАНИТЬ ПРИРОДНЫЕ ЭКОСИСТЕМЫ В ЕСТЕСТВЕННОМ СОСТОЯНИИ

4_Угнетение почвенно-растительного покрова в результате обводнения территории

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Эколого-экономические проблемы России и ее регионов под общей редакцией В. Г. Глушковой, А. Т. Шевченко. – М.: Московский Лицей, 2002. – 288 с.

2. Пыстина Н. Б., Баранов А. В., Наполов О. Б. Эколого-экономическая оценка природно-ресурсного потенциала осваиваемых территорий полуострова Ямал // Научн.-техн. сб. «Вести газовой науки». – 2013. – № 2 (13). – Газпром ВНИИГАЗ, с. 88–95.

3. Баранов А. В. Полуостров Ямал: экологические проблемы и пути их решения: обз. инф. – М.: ИРЦ Газпром, 2006. – 98 с.

4. Бухгалтер Э. Б., Самсонов Р. О., Будников Б. О. и др. Экология газового комплекса. – М.: Научный мир, 2007. – 383 с.

5. Пыстина Н. Б., Баранов А. В., Листов Е. Л. и др. Геоэкологические аспекты добычи и транспорта газа на полуострове Ямал. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2004. – 190 с.

6. Ишков А. Г., Баранов А. В., Григорьев В. Я., Унанян К. Л. Деградация и охрана почвенно-растительного покрова при освоении месторождений углеводородов Крайнего Севера. – М.: Газпром экспо, 2009. – 284 с.

7. Васильевская В. Д., Григорьев В. Я., Аكوпова Г. С., и др. Диагностика и охрана почвенно-растительного покрова в районах освоения газовых месторождений Крайнего Севера: обз. инф. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром, 2005. – 100 с.

8. В. В. Снакин, В. Е. Мельченко, Р. О. Бутовский и др. Оценка состояния и устойчивости экосистем. – М.: ВНИИПрепринт, 1992. – 127 с.

9. Садов А. В., Гаранькин Н. В., Наполов О. Б. Московская область: природные ресурсы, их потенциал / Под ред. Н. В. Гаранькина. – М.: НИА-Природа, 2004 г. – 300 с.

REFERENCES

1. Ekologo-ekonomicheskiye problemy Rossii i yeye regionov [Ecological and economic problems of Russia and its regions]. Ed. Glushkova V.G., Shevchenko A.T. Moscow, Moskovskiy Litsey Publ., 2002. 288 p.

2. Pystina N.B., Baranov A.V., Napolov O.B. Ekologo-ekonomicheskaya otsenka prirodno-resursnogo potentsiala osvaivayemykh territoriy poluostrova Yamal [Ecological and economic assessment of natural resource potential of areas under development at the Yamal Peninsula]. Vesti gazovoy nauki, no. 2(13), 2013, pp. 88-95.

3. Baranov A.V. Poluostrov Yamal: ekologicheskiye problemy i puti ikh resheniya. Obzornaya Informatsiya [The Yamal Peninsula: Environmental Problems and their solution. Overview]. Moscow, IRTs Gazprom Publ., 2006. 98 p.

4. Bukhgalter E.B., Samsonov R.O., Budnikov B.O. Ekologiya gazovogo kompleksa [Ecology of the gas complex]. Moscow, Nauchnyi mir Publ., 2007. 383 p.

5. Pystina N.B., Baranov A.V., Listov E.L., et al. Geoekologicheskkiye aspekty dobychi i transporta gaza na poluostrove Yamal [Geoenvironmental aspects of production and transportation of gas on the Yamal Peninsula]. Moscow, Gazprom VNIIGAZ Publ., 2004. 190 p.

6. Ishkov A.G., Baranov A.V., Grigor'yev V.Ya., Unanyan K.L. Degradatsiya i okhrana pochvenno-rastitel'nogo pokrova pri osvoyenii mestorozhdeniy uglevodorodov Kraynego Severa [Degradation and protection of soil-vegetable covering during the development of hydrocarbon deposits of the Far North]. Moscow, Gazprom Expo Publ., 2009. 284 p.

7. Vasil'yevskaya V.D., Grigor'yev V.Ya., Akopova G.S., Baranov A.V., Pogozhayeva E.A. Diagnostika i okhrana pochvenno-rastitel'nogo pokrova v rayonakh osvoyeniya gazovykh mestorozhdeniy Kraynego Severa [Diagnostics and protection of soil-vegetable covering in the areas of development of gas fields of the Far North]. Moscow, IRTs Gazprom Publ., 2005. 100 p.

8. Snakin V.V., Mel'chenko V.E., Butovskiy R.O., et al. Otsenka sostoyaniya i ustoychivosti ekosistem [Assessment of the state and the sustainability of ecosystems]. Moscow, VNIIPreprint Publ., 1992. 127 p.

9. Sadov A.V., Garan'kin N.V., Napolov O.B. Moskovskaya oblast': prirodnye resursy, ikh potentsial [Moscow region: Natural resources and their potential]. Moscow, NIA-Priroda Publ., 2004. 300 p.





УДК 622.24

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНО АНАЛИТИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УПРУГОВЯЗКОПЛАСТИЧЕСКИХ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ СТЕНОК СКВАЖИНЫ И ГОРНОЙ ПОРОДЫ ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ НЕРАВНОКОМПОНЕНТНОМ ПОЛЕ ГОРНЫХ ДАВЛЕНИЙ В ПЛАСТЕ, ОБУСЛОВЛЕННОМ ДЕЙСТВИЕМ ТЕКТОНИЧЕСКИХ СИЛ. АНАЛИТИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ В ЦЕЛЯХ УПРОЩЕНИЯ И УСКОРЕНИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ВЫПОЛНЕНО В ВИДЕ ПРОГРАММЫ В СРЕДЕ MS EXCEL. С РОСТОМ ЗЕНИТНОГО УГЛА СКВАЖИНЫ ПРОИСХОДИТ УВЕЛИЧЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ РАДИАЛЬНОГО УПРУГОВЯЗКОПЛАСТИЧЕСКОГО ПЕРЕМЕЩЕНИЯ КАК НА БОКОВОЙ СТЕНКЕ (РАСШИРЕНИЕ СТВОЛА), ТАК И НА ВЕРХНЕЙ СТЕНКЕ СКВАЖИНЫ (СУЖЕНИЕ СТВОЛА), ДОСТИГАЮЩИХ МАКСИМУМА ПРИ ЗЕНИТНОМ УГЛЕ СКВАЖИНЫ, РАВНОМ 900 (ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ СКВАЖИНА).

СМЕЩЕНИЕ СТЕНОК НАКЛОННОНАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАПРЯЖЕНИЙ

ТАКИМ ОБРАЗОМ, В РЕЗУЛЬТАТЕ ВЯЗКОПЛАСТИЧЕСКОЙ ДЕФОРМАЦИИ ГОРНОЙ ПОРОДЫ ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ СОЛЯНОГО ПЛАСТА ПОД ДЕЙСТВИЕМ НЕРАВНОКОМПОНЕНТНОГО ПОЛЯ ГОРНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ (ДАВЛЕНИЙ) СЕЧЕНИЕ СТВОЛА НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИОБРЕТАЕТ ФОРМУ ЭЛЛИПСА, ЧТО ПОДТВЕРЖДАЮТ ДАННЫЕ МНОГОЛЕТНИХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ В ИНТЕРВАЛАХ СОЛЕЙ. РАСЧЕТ УПРУГОВЯЗКОПЛАСТИЧЕСКИХ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ГОРНОЙ ПОРОДЫ ПОЗВОЛЯЕТ ДАЛЕЕ ОПРЕДЕЛИТЬ И СКОРРЕКТИРОВАТЬ ПЛОТНОСТЬ БУРОВОГО РАСТВОРА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩУЮ СУЖЕНИЕ/РАСШИРЕНИЕ СТВОЛА В ДОПУСТИМЫХ ПРЕДЕЛАХ, ЧТО ПОЗВОЛИТ СНИЗИТЬ РИСКИ ОСЛОЖНЕНИЙ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ НЕУСТОЙЧИВОСТЬЮ СТВОЛА СКВАЖИНЫ.



А.Г. ГУБАЙДУЛЛИН
А.И. МОГУЧЕВ
-
Уфимский государ-
ственный нефтяной
технический уни-
верситет,
РФ, Уфа
-
azat771989@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
наклонно направлен-
ная скважина,
горизонтальная
скважина, горная
порода, зенитный угол
скважины, околосква-
жинная зона пласта,
ползучесть, упруго-
вязкопластическая
деформация, смещение
стенок скважины,
тектонические
напряжения, сужение
и расширение ствола.

DIRECTIONAL HOLE SHIFTS UNDER TECTONIC STRESS

GUBAYDULLIN A.G.,
MOGUCHEV A.I.
-
Ufa State Petroleum
Technological
University, RF, Ufa
azat771989@mail.ru

This paper addresses an analytical solution to identification of elastic-visco-plastic shifts including hole walls and surrounding rock under non-uniform overburden stress driven by tectonic forces. Aiming to streamline the task and to save time, this analytical solution used common MS Excel tools. With greater well inclination angles, radial elastic-visco-plastic shifts tend to grow applied to both side wall (hole reaming) and hole upper wall (tight spot), with the highest levels achievable when inclination angle reaches 900 (a case for horizontal well). Driven by viscoplastic deformation, hole cross section appears close to elliptic which has been tested by years-long geophysical open well logging in rock salt intervals. The estimates of elastic-visco-plastic rock mass shifts offer additional adjustments to drilling mud density when admissible hole expansion or narrowing are addressed, thereby minimising the risks attributable to well hole instability.

KEYWORDS:
directional wells,
horizontal wells, rock,
inclination angle,
hole area, creep, elastic-visco-plastic deformations, hole wall, tectonic stress

Строительство эксплуатационных скважин на нефть и газ в настоящее время в основных нефтегазовых бассейнах мира (Мексиканский залив, Ангола, Бразилия, Предкаспийский бассейн, Урал – Поволжье и др.) связано со сложными буровыми работами при прохождении через пласты соли [1]. Бурение через соляные пласты осуществляется с высокой механической скоростью проходки, так как соль вязкопластически течет в ствол, вызывая сужения ствола, затяжки, прихваты долота и других элементов компоновок низа бурильной колонны, что приводит к увеличению непроизводительных затрат времени на бурение скважин [2].

К тому же в соляных куполах наряду с горным давлением σ_v и боковым горным давлением σ_h (минимальное горизонтальное напряжение в зарубежной литературе) при определенных условиях действует тектоническое давление (напряжение) σ_n (максимальное горизонтальное напряжение в зарубежной литературе), которое может в ряде случаев превышать по значению величины не только бокового горного давления, но и вертикального горного давления [3]. Таким образом, напряженно-деформированное состояние пристволенной зоны наклонно направленной скважины в соляном пласте обусловлено неравнокомпонентным полем бокового горного давления ($\sigma_h > \sigma_v$). Задача определения напряжений в упругой области в условиях неравнокомпонентного поля бокового горного давления в наклонно направленных скважинах рассматривалась в работах [3–6] и используется в качестве «базиса» математической модели в целях определения перемещений горной породы околоскважинной зоны пласта по напряжениям.

Аналитическое решение задачи определения перемещений горной породы пристволенной зоны наклонно направленной скважины в соляном пласте при неравнокомпонентном поле бокового горного давления выполнено при условии плоской деформации.

В результате решения получены следующие выражения для расчета перемещений в упругой области:

$$u_y = \frac{r}{C(1-\mu)} [\sigma_r - \mu(\sigma_\theta + \sigma_z)], \quad (1)$$

$$v_y = \frac{r}{C(1-\mu)} [\sigma_\theta - \sigma_r], \quad (2)$$

где u_y , v_y – радиальное и тангенциальное упругое перемещение горной породы, соответственно;
 r – радиальное расстояние от центра сечения ствола наклонно направленной скважины;
 σ_r , σ_θ , σ_z – радиальное, тангенциальное, осевое напряжения, соответственно, определяемые для пристволенной зоны наклонно направленных скважин в соответствии с работами [3–6];
 μ – коэффициент Пуассона;
 $C = E/(1 - \mu^2)$ – модуль упругости горной породы, определенный методом вдавливания штампа;
 E – модуль упругости горной породы, определенный методом испытаний на одноосное сжатие.

Для моделирования упруговязкопластической деформации горных пород применяем теорию ползучести горных пород, разработанную Ж.С. Ержановым на основе теории линейной наследственной ползучести, определяемую при условии постоянного напряжения следующим уравнением [7]:

$$\epsilon(t) = \frac{\sigma}{E} (1 + L(t, \tau)) \text{ при } \sigma = \text{const}, \quad (3)$$

где $\epsilon(t)$ – функция деформации во времени;
 σ – напряжение;
 $L(t, \tau)$ – функция ползучести горной породы.

В качестве функции ползучести упруговязкопластичной горной породы (каменная соль) исходя из экспериментальных данных испытаний горных пород используем ядро ползучести Абеля.

Решение задачи линейной наследственной ползучести сводится к решению задачи теории упругости путем последующей замены упругих постоянных соответствующими временными операторами, после чего выполняется расшифровка полученных операторных выражений, так чтобы они содержали параметры ползучести, полученные из испытаний на ползучесть материала.

Для решения задачи применяется метод переменных модулей, разработанным Б.З. Амусиным и А.М. Линьковым, в соответствии с которым операторные выражения заменяются алгебраическими выражениями, содержащими функцию ползучести, при условии, что граничные условия и объемные силы не зависят от времени [7].

Полное перемещение горных пород при упруговязкопластическом деформировании горной породы определяются суммой упругой составляющей перемещения и составляющей перемещения, вызванной вязкопластической деформацией:

$$u(t) = u_y + u_{вп}, \quad (4)$$

$$v(t) = v_y + v_{вп}, \quad (5)$$

где $u(t)$, $v(t)$ – радиальное и тангенциальное упруговязкопластическое перемещение горной породы пристволенной зоны во времени;
 $u_{вп}$, $v_{вп}$ – радиальное и тангенциальное вязкопластическое перемещение горной породы, соответственно.

Для определения вязкопластического перемещения горной породы $u_{вп}$, $v_{вп}$ выполним замену модуля упругости C и коэффи-

циента Пуассона μ в уравнениях (1), (2) временными функциями модуля упругости C_i и коэффициента Пуассона μ_i в соответствии с методом переменных модулей и получим следующие выражения:

$$u_{вл} = \frac{r}{C_i(1-\mu_i)}[\sigma_r\mu_i(\sigma_\theta + \sigma_z)], \tag{6}$$

$$v_{вл} = \frac{r}{C_i(1-\mu_i)}[\sigma_\theta - \sigma_r], \tag{7}$$

где C_i, μ_i – временные функции модуля упругости C и коэффициента Пуассона μ , соответственно [8].

Отсюда после подстановки уравнений (1), (2), (6), (7) в уравнения (4), (5) получим окончательные выражения для расчета упруговязкопластических перемещений горной породы околоскважинной зоны пласта в условиях неравнокомпонентного поля бокового горного давления, обусловленного действием тектонических напряжений:

$$u(t) = r[\sigma_r - \mu(\sigma_\theta + \sigma_z)](\frac{1}{C(1-\mu)} + \frac{1}{C_i(1-\mu_i)}) \tag{8}$$
 ,

$$v(t) = r[\sigma_\theta - \sigma_r](\frac{1}{C(1-\mu)} + \frac{1}{C_i(1-\mu_i)}) \tag{9}$$

В качестве примера выполним расчет интервала наклонно направленной скважины, пробуренного долотом диаметром 215,9 мм в пласте каменной соли со следующими свойствами: $C = 12\,500$ МПа, $\mu = 0,35$, параметрами ядра Абеля $\delta = 17,701$, $\alpha = 0,745$ [9,10] при следующих нагрузках: горное давление $\sigma_v = 120$ МПа, боковое горное давление $\sigma_h = 20$ МПа, тектоническое давление $\sigma_n = 45$ МПа, давление столба бурового раствора 53 МПа.

На рис. 1 показано изменение компонент перемещения стенки наклонно направленной скважины с зенитным углом $i = 45^\circ$ при угле оси действия тектонического давления $\beta = 0^\circ$ во времени. Результаты здесь и далее со знаком «минус» показывают сужение, а знак «плюс» – соответственно, расширение ствола. Как видно из рис. 1, наблюдается процесс затухающей ползучести. Радиальное упруговязкопластическое перемещение u на боковой стенке с течением времени более чем в 2 раза превышает значение радиального упруговязкопластического перемещения на верхней стенке, причем на боковой стенке наблюдается расширение, а на верхней стенке – сужение ствола скважины. Поперечное сечение скважины во времени, как видно из рис. 1, приобретает форму эллипса (рис. 2). Значение тангенциального упруговязкопластичного перемещения на верхней стенке более чем в 4 раза превышает аналогичную величину для боковой стенки.

На рис. 3 показано упруговязкопластическое перемещение стенок скважины в зависимости от зенитного угла θ , равных $0^\circ, 180^\circ$ (т.е. боковая стенка ствола скважины) и 90° (верхняя стенка). Тангенциальное упруговязкопластическое перемещение как на боковой, так и на верхней стенке скважины, достигающих максимума при зенитном угле 90° (горизонтальная скважина). Причем, как было указано выше, знак «минус» радиального перемещения на верхней стенке характеризует сужение ствола, а знак «плюс» радиального перемещения на боковой стенке показывает расширение ствола. С увеличением зенитного угла тангенциальные упруговязкопластические перемещения на боковой стенке возрастают до максимума, соответствующего горизонтальной скважине, в то время как тангенциальные упруговязкопластические перемещения на верхней стенке уменьшаются.

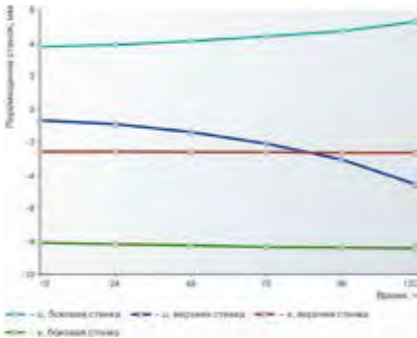
Распределение упруговязкопластического перемещения стенок горизонтальной скважины (зенитный угол $i = 90^\circ$) при угле $\beta = 0^\circ$ в зависимости от угла сечения ство-

ла θ показано на рис. 4. Максимальные значения радиальных упруговязкопластических перемещений u соответствуют значениям угла θ , равным $0^\circ, 180^\circ$ (т.е. боковая стенка ствола скважины) и 90° (верхняя стенка). Тангенциальное упруговязкопластическое перемещение стенок v имеет максимальные значения при углах θ , равных $0^\circ, 180^\circ$ (т.е. боковая стенка ствола скважины), и минимальное значение при $\theta = 90^\circ$ (верхняя стенка).

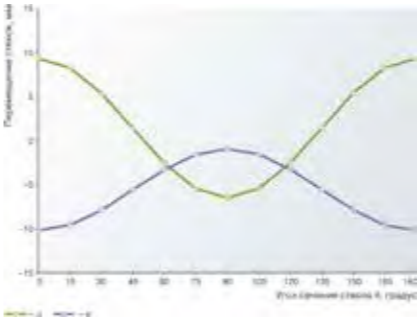
На рис. 5 показано изменение упруговязкопластического перемещения стенок наклонно направленной скважины (зенитный угол $i = 60^\circ$) в зависимости от угла β . С ростом угла β функции угла упруговязкопластического радиального перемещения на боковой и верхней стенках имеют максимальные значения при углах β , равных 0° и 180° , причем значение упруговязкопластического радиального перемещения на обеих стенках с увеличением угла β до 90° снижается, достигая минимума, а с увеличением угла β от 90° и более увеличиваются. Значение упруговязкопластического радиального перемещения на боковой стенке по модулю

превышает радиальное упруговязкопластическое перемещение верхней стенки. Тангенциальное упруговязкопластическое перемещение на боковой стенке имеет максимальные значения при угле β , равном 0° и 180° и с ростом угла β до 90° снижается, а затем возрастает. Тангенциальное упруговязкопластическое перемещение на верхней стенке с ростом угла β увеличивается, достигая максимума при $\beta = 90^\circ$, после чего уменьшается до значения, соответствующего 180° .

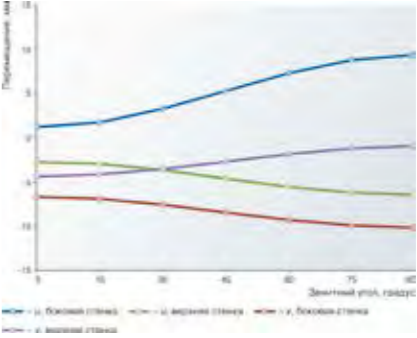
Таким образом, аналитическое решение задачи определения упруговязкопластических перемещений стенок скважины и горной породы околоскважинной зоны пласта при неанизотропном поле напряжений *in situ* в пласте, обусловленном действием тектонических сил, подтверждается данными многолетних геофизических исследований скважин в открытом стволе, показывающих изменение формы и размеров поперечного сечения открытого ствола наклонно направленных скважин во времени в интервалах вязкопластичных горных пород.



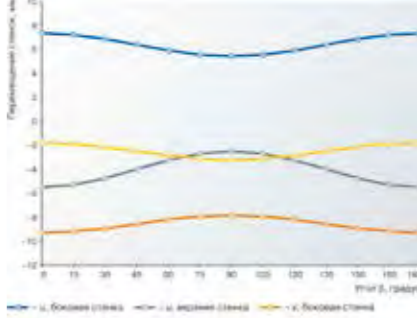
1_ Упруговязкопластическое перемещение стенки скважины (зенитный угол $i = 45^\circ$) при $\beta = 0^\circ$ во времени
 R_n – номинальный радиус скважины (равный диаметру долота), точка А – боковая стенка скважины, точка В – верхняя стенка скважины



3_ Упруговязкопластическое перемещение стенок горизонтальной скважины (зенитный угол $i = 90^\circ$) при угле $\beta = 0^\circ$ в зависимости от угла сечения ствола θ , u – радиальное перемещение, v – тангенциальное перемещение



2_ Упруговязкопластическое перемещение стенок в зависимости от зенитного угла (при $\beta = 0^\circ$) через 5 суток после бурения



4_ Упруговязкопластическое перемещение стенок горизонтальной скважины (зенитный угол $i = 90^\circ$) при угле $\beta = 0^\circ$ в зависимости от угла сечения ствола θ

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Клайд Р., Пьеро Д'Амброзио, Марко Абуто Перес и т.д. Проблемы бурения на подсолёвые отложения. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.slb.ru/userfiles/file/Oilfield%20Review/2008/autumn/3%20subsaltchallenge.pdf>. – Дата обращения: 19.10.2015,
2. Хуршудов В.А., Хуршудов Д.В. Характерные особенности борьбы с осложнениями в солевых отложениях верхней юры при бурении сверхглубоких скважин на площадях Восточного Предкавказья (Итоги. Технология) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – №3. – С. 9–13.
3. Fjær E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M. Petroleum related rock mechanics/2nd ed. – Richmond: Elsevier; 2008. – 515 p.
4. Zhang J. Dual-porosity approach to wellbore stability in naturally fractured reservoirs/Ph.D. Dissertation. – Norman: University of Oklahoma, 2002. – 279 p.
5. Jaeger J.C., Cook N.G.W., Zimmerman R.W. Fundamentals of Rock Mechanics/4th ed. – Oxford: Blackwell Publishing, 2007. – 489 p.
6. Zhang J. Borehole stability analysis accounting for anisotropies in drilling to weak bedding planes // International journal of rock mechanics and mining sciences. – 2013. – № 60. – P. 160–170.
7. Горшков А.В., Старовойтов Э.И., Яровая А.В. Механика слоистых вязкоупругопластичных элементов конструкций. – М.: Физматлит, 2005. – 576 с.
8. Барях А.А. Физико-механические свойства соляных пород Верхнекамского месторождения каменных солей. – Пермь: Изд-во ПермГТУ, 2008. – 199 с.
9. Константинова С.А., Пестренин В.М., Пестренина И.В. О различных видах аппроксимации кривых ползучести образцов соляных пород // Изв. вузов. Горный журнал. – 2007. – №4. – С. 92–98.
10. Барях А.А., Константинова С.А., Асанов В.А. Деформирование соляных пород. – Екатеринбург: УРО РАН, 1996. – 205 с.

REFERENCES

1. Klaid, R., Pero D'Ambrozio, Marko Abuto Peres, et al. Problemy bureniya na podsolevye otlozheniya [Problems of drilling on the subsalt deposits]. Available at: <http://www.slb.ru/userfiles/file/Oilfield%20Review/2008/autumn/3%20subsaltchallenge.pdf> (accessed 19.10.2015)
2. Khurshudov, V.A., Khurshudov, D.V. Kharakternyye osobennosti bor'by s oslozheniyami v solevykh otlozheniyakh verkhney yury pri burenii sverkhglubokikh skvazhin na ploshchadyakh Vostochnogo Predkavkaz'ya (Itogi. Tekhnologiya) [Characteristic features of complications control in salt deposits of the Upper Jurassic in the drilling ultra-deep wells in the area of the Eastern Ciscaucasia (Outcomes. Technology)]. Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more, 2010, no. 3, pp. 9-13.
3. Fjær, E., Holt, R.M., Horsrud, P., Raaen, A.M. Petroleum related rock mechanics. 2nd ed. Elsevier, 2008. 515 p.
4. Zhang, J. Dual-porosity approach to wellbore stability in naturally fractured reservoirs. Ph.D. Dissertation. Norman, University of Oklahoma Publ., 2002. 279 p.
5. Jaeger, J. C., Cook, N. G. W., Zimmerman, R. W. Fundamentals of Rock Mechanics. 4th ed. Blackwell Publishing, 2007. 489 p.
6. Zhang, J. Borehole stability analysis accounting for anisotropies in drilling to weak bedding planes. International journal of rock mechanics and mining sciences, 2013, no. 60, pp. 160-170.
7. Gorshkov, A.V., Starovoitov, E.I., Yarovaya, A.V. Mekhanika sloistykh vyazkouprugoplastichnykh elementov konstruktсий [Mechanics of layered viscoelastic and plastic structural elements]. Moscow, Fizmatlit Publ., 2005. 576 p.
8. Baryakh, A.A. Fiziko-mekhanicheskiye svoystva solyanykh porod Verkhnekamskogo mestorozhdeniya kamennykh soley [Physical and mechanical properties of salt rocks of Verkhnekamsk field]. Perm', PermGTU Publ., 2008. 199 p.
9. Konstantinova, S.A., Pestrenin, V.M., Pestrenina, I.V. O razlichnykh vidakh approksimatsii krivykh polzuchesti obraztsov solyanykh porod [Different types of approximation of curve fitting of creep of salt rocks samples]. Izvestiya Vuzov. Gornyi zhurnal, 2007, no. 4, pp. 92-98.
10. Baryakh, A.A., Konstantinova, S.A., Asanov, V.A. Deformirovaniye solyanykh porod [The deformation of salt rocks]. Ekaterinburg, URO RAN Publ., 1996. 205 p.

ТАКИМ ОБРАЗОМ, АНАЛИТИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УПРУГОВЯЗКОПЛАСТИЧЕСКИХ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ СТЕНОК СКВАЖИНЫ И ГОРНОЙ ПОРОДЫ ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ НЕАНИЗОТРОПНОМ ПОЛЕ НАПРЯЖЕНИЙ IN SITU В ПЛАСТЕ, ОБУСЛОВЛЕННОМ ДЕЙСТВИЕМ ТЕКТОНИЧЕСКИХ СИЛ. ПОДТВЕРЖДАЕТСЯ ДАННЫМИ МНОГОЛЕТНИХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН В ОТКРЫТОМ СТОЛЕ, ПОКАЗЫВАЮЩИХ ИЗМЕНЕНИЕ ФОРМЫ И РАЗМЕРОВ ПОПЕРЕЧНОГО СЕЧЕНИЯ ОТКРЫТОГО СТОЛА НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН ВО ВРЕМЕНИ В ИНТЕРВАЛАХ ВЯЗКОПЛАСТИЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД.

УДК 622.692

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОЖИМНЫХ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ (ДНС) ПОКАЗЫВАЕТ, ЧТО ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ МАКСИМАЛЬНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМОЙ ТРАНСПОРТА НЕФТИ НЕОБХОДИМО РЕШИТЬ ПРОБЛЕМУ РЕГУЛИРОВАНИЯ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В ВЫХОДНОМ РЕЗЕРВУАРЕ, ДАВЛЕНИЯ И РАСХОДА НА ДНС, КОТОРАЯ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ТОМ, ЧТО КОЭФФИЦИЕНТЫ ПРОПОРЦИОНАЛЬНО-ИНТЕГРАЛЬНО-ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО РЕГУЛЯТОРА НАСТРАИВАЮТСЯ НА ОТДЕЛЬНО ВЗЯТЫЙ СРЕДНИЙ УЧАСТОК ИЗ ИНТЕРВАЛА ЗНАЧЕНИЯ КОНТРОЛИРУЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ. ПРИ ЭТОМ НЕ УЧИТЫВАЮТСЯ НЕЛИНЕЙНОСТЬ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И ВОЗМУЩАЮЩИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, ЧТО ПРИВОДИТ К НЕОБХОДИМОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ РЕГУЛЯТОРОВ.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ДОЖИМНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИЕЙ НА ОСНОВЕ МНОГОМЕРНОГО НЕЧЕТКОГО РЕГУЛЯТОРА

В СВЯЗИ С ЭТИМ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ АГРЕГАТЫ РАБОТАЮТ В РЕЖИМАХ, СОПРОВОЖДАЮЩИХСЯ ИЗБЫТОЧНЫМИ КОЛЕБАНИЯМИ ДАВЛЕНИЯ В ТРУБОПРОВОДАХ, ЧТО ЗНАЧИТЕЛЬНО СНИЖАЕТ НАДЕЖНОСТЬ ОТДЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ. ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ДНС ПРЕДЛОЖЕН МНОГОМЕРНЫЙ НЕЧЕТКИЙ РЕГУЛЯТОР С КОМПЕНСАЦИЕЙ ВЗАИМНОГО ВЛИЯНИЯ КОНТУРОВ, В КОТОРОМ СНИЖЕНИЕ ВРЕМЕНИ ОТКЛИКА ДОСТИГНУТО СООТВЕТСТВИЕМ ПРОДУКЦИОННЫХ ПРАВИЛ ДИСКРЕТНЫМ ТЕРМАМ РЕГУЛИРУЕМОГО ПАРАМЕТРА. НА СТАДИИ ФАЗЗИФИКАЦИИ ПРИМЕНЕНА МНОГОМЕРНАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, УЧИТЫВАЮЩАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ (УРОВЕНЬ ЖИДКОСТИ В ВЫХОДНОМ РЕЗЕРВУАРЕ, РАСХОД И ДАВЛЕНИЕ НА ВЫХОДЕ ДНС) И ВЗАИМОВЛИЯНИЕ КОНТУРОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ МНОГОМЕРНОГО НЕЧЕТКОГО РЕГУЛЯТОРА С ДИСКРЕТНЫМИ ТЕРМАМИ (МНРСДТ).

А.М. САГДАТУЛЛИН

Альметьевский
государственный
нефтяной институт,
РФ, Альметьевск
saturn-s5@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
дожимная насосная
станция, транспорт
и подготовка нефти
и газа, многомерный
нечеткий регулятор
с дискретными
термами.

MULTIVARIABLE FUZZY
CONTROLLERS OFFER
BOOSTER PUMPING UNIT
CONTROL EFFICIENCY
IMPROVEMENTS

SAGDATULLIN A.M.
Almetyevsk State
Oil Institute, RF,
Almetyevsk
saturn-s5@mail.ru

Operating experience with boosting pumping stations reveals that level, pressure and flow control issues appear critical for gaining higher oil transmission control efficiency. The key issue here centres on PID controller setpoints which are typically set in accordance with presets for controlled variables range averages. This procedure tends to ignore non-linear origin of control system elements and disturbance variables thus calling for additional controller optimisation. As a result, excessive pressure swings affect oil pipeline process and electric equipment leading to additional repair costs. A multivariable fuzzy controller concept was proposed to offset control loop mutual interference. In this configuration, response time can be reduced using fuzzy discrete attributes of controlled parameters.

KEYWORDS:
booster station,
oil pipelines, gas
pipelines, treatment,
fuzzy controller,
multivariable control,
discrete elements,
control loop,
setpoints, disturbance

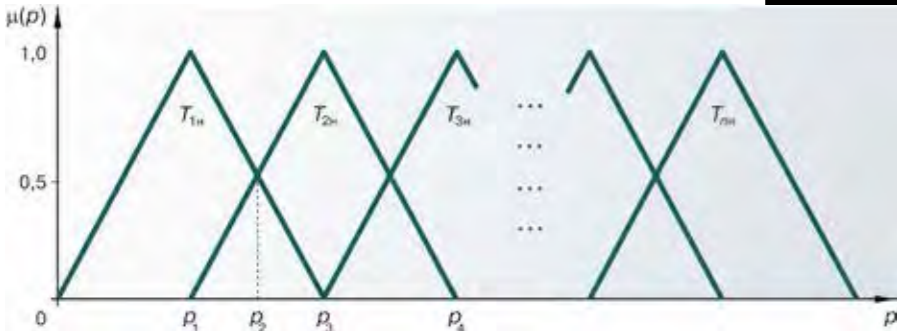


Технологические процессы (ТП) добычи, транспорта и подготовки нефтепродуктов являются наиболее энергоемкими в общей структуре затрат нефтегазодобывающих предприятий (НГДП), следовательно, реализация Федерального закона от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» является приоритетным направлением в нефтегазодобывающей отрасли. Согласно проведенным исследованиям потребление электроэнергии насосным оборудованием превышает 70% в общей смете затрат на электроэнергию НГДП. В частности, при транспортировке нефти, пластовой воды и попутного газа (нефтяной эмульсии) с месторождения по нефтепроводам устанавливаются дожимные насосные станции, являющиеся объектом исследования, на которых осуществляются сбор, сепарация,

предварительное обезвоживание, учет и дальнейшая транспортировка нефти и попутного газа до центральных пунктов сбора, а также товарных парков. Построение подобных станций на месторождениях является необходимым вследствие наличия примесей, значительной обводненности и газосодержания в добываемой нефти. Автоматизация ДНС и контроль режимов ее работы посредством управления нефтеперекачивающими агрегатами (НПА) непосредственно связаны с эффективностью ТП транспорта и подготовки нефти и газа. Поэтому для повышения эффективности технологического процесса на ДНС применяются системы на основе частотно-регулируемого автоматизированного электропривода (АЭП), широко распространенные в последнее время, особенно в нефтехимической и металлургической отраслях промышленности, трубопроводном транспорте нефтепродуктов, в коммунальном хозяйстве и насосных станциях.

Управление режимами работы ДНС основано на регулировании скорости НПА, однако в схему автоматизации и управления ДНС включены как регулируемые, так и нерегулируемые высоковольтные асинхронные электродвигатели (ВАД) большой мощности (от сотен киловатт до нескольких мегаватт), потери электроэнергии в которых от нерегулируемых переходных режимов (особенно пусковых) составляют 20–40%. Данный факт свидетельствует о необходимости совершенствования схем автоматизации АЭП ДНС, что в значительной степени осложнено существенным их различием (высоковольтные, низковольтные, устройства плавного пуска, низковольтные преобразователи в составе высоковольтных схем). В результате исследование комплекса вопросов, связанных с совершенствованием схем управления, подходов и методов автоматизации АЭП ДНС, а также, управлением мощными асинхронными электродвигателями (АД) насосов нельзя считать законченным, и его продолжение представляется актуальным в настоящий момент времени. В результате системы автоматического управления ДНС нуждаются в совершенствовании схем, методов и подходов управления, дополнении интеллектуальными методами, таких как нечеткая логика, нейронные сети [1–3].

В подавляющем большинстве случаев для управления напором, расходом и другими технологическими параметрами насосной станции используются пропорционально-интегрально-дифференциальные пид-регуляторы.



НЕДОСТАТКИ КЛАССИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ

В подавляющем большинстве случаев для управления напором, расходом и другими технологическими параметрами насосной станции используются пропорционально-интегрально-дифференциальные ПИД-регуляторы. Однако непрерывное изменение подачи нефти на ДНС приводит к колебаниям расхода и давления как в трубопроводе, так и на центральных пунктах сбора. Данная неопределенность не позволяет получить аналитические зависимости и адекватную математическую модель (ММ) системы, из-за чего схемы управления контроля АЭП ДНС на основе ПИД-регуляторов нуждаются в периодической и трудоемкой настройке, что ведет к повышению эксплуатационных расходов и перерасходу энергоресурсов. Причинами данной неопределенности могут служить различные факторы: изменения физико-химического состава нефти, температуры окружающей среды, геологических и рельефных характеристик местности, дебита скважин. Из чего следует, что ДНС является нелинейным объектом управления и классические подходы к управлению режимами работы АЭП ДНС, в сущности являющимися также нелинейными с точки

РАССМОТРИМ ПОСТРОЕНИЕ СИСТЕМЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ МНОГОМЕРНЫХ НЕЧЕТКИХ РЕГУЛЯТОРОВ, В КОТОРЫХ ВХОДНЫЕ И ВЫХОДНЫЕ ПЕРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ СОВОКУПНОСТЬЮ ТЕРМОВ С ТРЕУГОЛЬНОЙ И ТРАПЕЦЕИДАЛЬНОЙ ФОРМОЙ ФУНКЦИИ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ. СОВОКУПНОСТЬ n НЕЧЕТКИХ ТЕРМОВ $T_{1n} - T_{nn}$ С ТРЕУГОЛЬНОЙ ФОРМОЙ ФУНКЦИИ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ $\mu(p)$

зрения управления объектами, будут малоэффективны в условиях изменяющихся параметров как самого объекта, так и входных и возмущающих воздействий. В данных условиях, когда ТП или объект крайне сложно интерпретировать в виде достоверной и адекватной ММ, а также вследствие невысокой эффективности применяемых схем, алгоритмов и методов классического ПИД-регулирования, целесообразно использовать нечеткие (Fuzzy) регуляторы (НР), описанные в работах Л.А. Заде, Е.А. Мамдани, М. Сугено, С.Д. Штовбы. В работах А.П. Верёвкина, И.Д. Ельцова, О.В. Кирюшина по усовершенствованию автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) добычи и транспорта нефти отмечена необходимость применения интегрированных автоматизированных систем управления, а также предложена АСУ с нечетким регулятором для управления кустовыми насосными станциями. В то же время, согласно работам А.И. Каяшева, Е.А. Муравьевой, Р.Ф. Габитова и Т.В. Сазоновой, можно отметить, что НР характеризуются значительной погрешностью

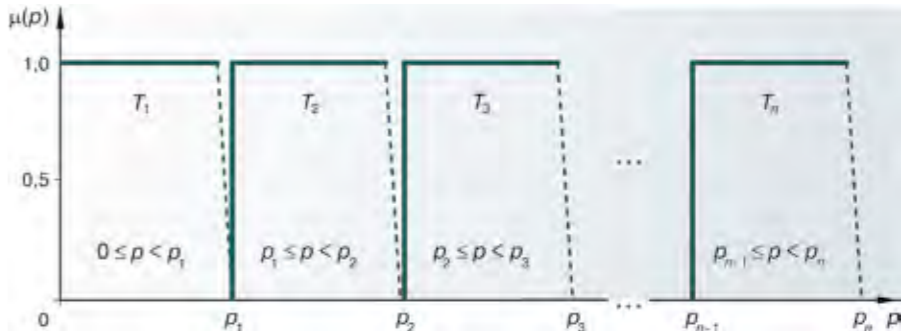
и большим временем отклика, что не позволяет использовать их в быстродействующих технологических процессах, к которым также относятся процессы, протекающие на дожимных насосных станциях [4]. Отмечено, что большая погрешность регулирования и малоэффективная работа классических нечетких регуляторов не позволяют должным образом компенсировать взаимное влияние контуров регулирования, что является одной из причин увеличения энергозатрат. Для повышения эффективности управления рассмотрены многомерные нечеткие регуляторы с интерпретацией функции принадлежности регулируемого параметра в форме четких (или дискретных) термов (МНРсДТ). В связи с тем, что данный тип регуляторов обладает большими возможностями по увеличению быстродействия и снижению погрешности регулирования ТП, что позволяет построить алгоритм управления, адекватный реальному технологическому процессу, МНРсДТ требует дополнительных исследований для подтверждения целесообразности их использования в электроприводах ДНС [5, 6].

ИНТЕРПРЕТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ДОЖИМНЫХ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ СОВОКУПНОСТЬЮ ДИСКРЕТНЫХ ТЕРМОВ

Рассмотрим построение системы интеллектуального управления с применением многомерных нечетких регуляторов, в которых входные и выходные переменные представлены совокупностью термов с треугольной и трапецеидальной формой функции принадлежности. Совокупность n нечетких термов $T_{1n} - T_{nn}$ с треугольной формой функции принадлежности $\mu(p)$ изображена на рис. 1.

Отличительной особенностью расположения нечетких термов $T_{1n} - T_{nn}$ на универсальной числовой оси с треугольной формой функции принадлежности является неопределенность задания на участках $(0 - p_1)$, $(p_1 - p_2)$, $(p_2 - p_3)$ и других значений параметра p соответствующими термами T_{1n} , T_{2n} , $T_{3n} \dots T_{nn}$. Так, если на участке $(0 - p_1)$ значения параметра p соответствуют нечеткому терму T_{1n} в виде конкретного значения функции принадлежности, то на участках $(p_1 - p_2)$, $(p_2 - p_3)$ значения параметра p в точке p_2 интерпретируются одновременно термами T_{1n} и T_{2n} с одинаковым значением функции принадлежности, что требует при программной реализации нечеткого регулятора указания, какой из этих термов является приоритетным. В результате на универсальной числовой оси смежные термы T_{1n} , T_{2n} , $T_{3n} \dots T_{nn}$ накладываются и тем самым вызывают избыточные неопределенности, усложняется процедура дефазификации, что снижает точность регулирования [7-9].

Для устранения указанных недостатков при управлении ДНС предлагаются входные и выходные переменные НР интерпретировать совокупностью неперекрывающихся термов с прямоугольной формой функции принадлежности $T_1 - T_n$ (дискретными термами), представленных на рис. 2 [9, 10]. В результате получился частный случай обычного нечеткого



2_Дискретные термы на универсальной числовой

В РЕЗУЛЬТАТЕ НА УНИВЕРСАЛЬНОЙ ЧИСЛОВОЙ ОСИ СМЕЖНЫЕ ТЕРМЫ T_{1n} , T_{2n} , $T_{3n} \dots T_{nn}$ НАКЛАДЫВАЮТСЯ И ТЕМ САМЫМ ВЫЗЫВАЮТ ИЗБЫТОЧНЫЕ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ, УСЛОЖНЯЕТСЯ ПРОЦЕДУРА ДЕФАЗИФИКАЦИИ, ЧТО СНИЖАЕТ ТОЧНОСТЬ РЕГУЛИРОВАНИЯ

регулятора, входные и выходные переменные которого интерпретированы совокупностью дискретных термов, а термы $T_1 - T_n$, имеющие прямоугольную форму функции принадлежности (внутри каждого дискретного терма $\mu(p) = 1$), по своей логической природе превратились в аргументы двужанной логики. Поэтому для каждого из них справедливо следующее соотношение:

$$\begin{cases} 1, \text{ если } p_1 \leq p < p_i, \text{ т. е. } p \in T_i; \\ 0, \text{ если } p_1 > p \geq p_i, \text{ т. е. } p \notin T_i, \end{cases}$$

где $i = \overline{(1 \div n)}$ – номер терма физической величины p .

Например, для терма T_1 ($i = 1$), $\mu(p) = 1$ при $0 \leq p < p_1$, для всех остальных значений $\mu(p) = 0$.

Аналитическая форма терм-множества, изображенного на рис. 2, имеет вид:

$$\begin{aligned} T(p) &= \{T_i(0 \leq p < l), \\ T_2(l \leq p < 2l), \\ T_3(2l \leq p < 3l), \dots, \\ T_i((i-1)l \leq p < il), \\ T_n((n-1)l \leq p < nl), \end{aligned} \quad (2)$$

где l – ширина отдельного взятого терма.

В ряде случаев удобнее пользоваться свернутой формой выражения (2):

$$\begin{aligned} T(p) &= \sum_{i=1}^n T_i((i-1)l \leq p < il). \quad (3) \\ \left\{ \begin{aligned} T_1(p_1) &= \sum_{j=1}^m T_1((j-1)l \leq p_1 < jl); \\ T_2(p_2) &= \sum_{j=1}^m T_2((j-1)l \leq p_2 < jl); \\ &\dots \\ T_i(p_i) &= \sum_{j=1}^m T_i((j-1)l \leq p_i < jl); \\ &\dots \\ T_n(p_n) &= \sum_{j=1}^m T_n((j-1)l \leq p_n < jl). \end{aligned} \right. \quad (4) \end{aligned}$$

Выражение (3) для n -мерного (многомерного) нечеткого регулятора с представлением регулируемых параметров $p_1 - p_n$ совокупностью из m дискретных термов имеет следующий вид:

Знак суммы в выражениях (3) и (4) означает совокупность дискретных термов. Снижение/повышение погрешности регулирования производится уменьшением/увеличением в k раз ширины дискретных термов, интерпретирующих входные и выходные переменные МНРсДТ [11, 12]:

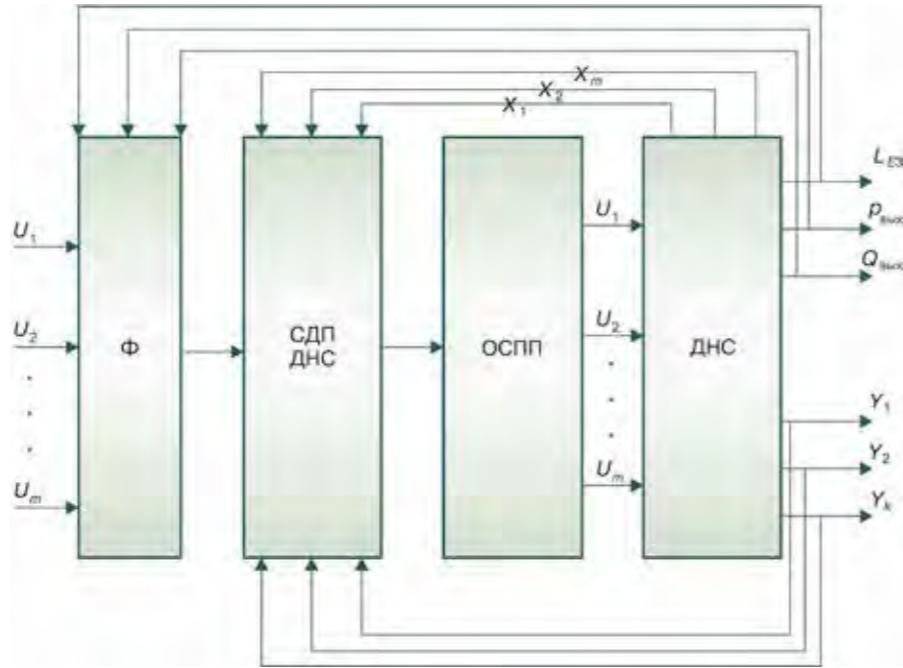
$$T_{kl}(p) = \sum_{i=1}^{n/k} T_{ki}((i-1)l/k \leq p < i l/k); \quad (5)$$

$$T_{l/k}(p) = \sum_{i=1}^{kn} T_{i/k} \left((i-1) \frac{l}{k} \leq p < i \frac{l}{k} \right). \quad (6)$$



3_Структурная схема
рис многомерного нечет-
кого регулятора:

Ф – фаззификатор;
СДП ДНС – блок
сканирования дис-
кретных входных
(X1÷Xm) и выходных
(Y1÷Yk) переменных;
ОСПП – блок отра-
ботки ситуационных
подпрограмм; V1,
V2 – Vm – задающие и
управляющие воздей-
ствия



ЭТО ПОЗВОЛЯЕТ УПРОСТИТЬ ПРОЦЕДУРУ ДЕФАЗЗИФИКАЦИИ И ПО-
ВЫСИТЬ ТОЧНОСТЬ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ
НА ДОЖИМНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ.

На основе предложенной методики интерпретации технологических параметров дожимных насосных станций совокупностью дискретных термов (1) – (6) в практике разработки систем автоматизированного управления для ДНС появляется возможность сформировать структурную схему многомерного нечеткого регулятора ДНС. Для ДНС входными переменными являются $\omega_{\text{вых1}}$ – угловая скорость на выходе основного насоса, $\omega_{\text{вых2}}$ – угловая скорость на выходе резервного насоса, Q_{Σ} – суммарный расход нефтяной эмульсии, поступающей на ДНС. Выходными переменными ДНС являются: $L_{\text{ЕЗ}}$ – уровень жидкости в резервуаре, $Q_{\text{вых1}}$ – расход и давление, соответственно, на выходе основного насоса Н-1, $Q_{\text{вых2}}$ – расход и давление, соответственно, на выходе резервного насоса Н-2, $f_1(*)$ и $f_2(*)$ – функции преобразования $p_{\text{вых1}}$ и $p_{\text{вых2}}$ в зависимости от $Q_{\text{вых1}}$ и $Q_{\text{вых2}}$. $Q_{1'}$, $Q_{2'}$ – каналы обратной связи, составленные из отдельных значений расходов $Q_{\text{вых1}}$ и $Q_{\text{вых2}}$ на выходе насосов Н-1 и Н-2.

На рис. 3 представлена структурная схема управления ДНС от многомерного нечеткого регулятора. Выходная функция $L_{\text{ЕЗ}} = f(Q_{\Sigma}, Q_{\text{вых1}}, p_{\text{вых1}}, Q_{\text{вых2}}, p_{\text{вых2}})$ является функцией трех аргументов, где функции $p_{\text{вых1}} = f_1(\omega_{\text{вых1}}, \omega_{\text{вых2}})$, $p_{\text{вых2}} = f_2(\omega_{\text{вых1}}, \omega_{\text{вых2}})$, $Q_{\text{вых1}} = f_3(\omega_{\text{вых1}}, \omega_{\text{вых2}})$ и $Q_{\text{вых2}} = f_4(\omega_{\text{вых1}}, \omega_{\text{вых2}})$, поэтому рассматриваемую ДНС можно характеризовать как многосвязный нелинейный объект управления с размерностью, равной трем. Из рис. 3 следует, что регулируемые параметрами ДНС являются: уровень жидкости в резервуаре $L_{\text{ЕЗ}}$, давление $p_{\text{вых}}$ ($p_{\text{вых1}}$, $p_{\text{вых2}}$) и расход $Q_{\text{вых}}$ ($Q_{\text{вых1}}$, $Q_{\text{вых2}}$) на выходных трубопроводах. Уровень жидкости в резервуаре ДНС должен поддерживаться на отметке 2,5 м (высота резервуара – 5 м, длина – 10,2 м и объем – 200 м³).

ТАКИМ ОБРАЗОМ, ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРО-
ЦЕССА УПРАВЛЕНИЯ ПРЕДЛОЖЕН МНОГОМЕРНЫЙ НЕЧЕТКИЙ
РЕГУЛЯТОР, ОСОБЕННОСТЬЮ КОТОРОГО ЯВЛЯЕТСЯ ПРЕДСТАВ-
ЛЕНИЕ ВХОДНЫХ И ВЫХОДНЫХ ПЕРЕМЕННЫХ, А ТАКЖЕ ФУНК-
ЦИЙ КОМПЕНСАЦИИ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ КОНТУРОВ РЕГУЛИРОВА-
НИЯ СОВОКУПНОСТЬЮ ДИСКРЕТНЫХ ТЕРМОВ, Т.Е. ТЕРМОВ
С ПРЯМОУГОЛЬНОЙ ФОРМОЙ ФУНКЦИИ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ.
ЭТО ПОЗВОЛЯЕТ УПРОСТИТЬ ПРОЦЕДУРУ ДЕФАЗЗИФИКАЦИИ
И ПОВЫСИТЬ ТОЧНОСТЬ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПРОЦЕССОВ НА ДОЖИМНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ.



В подавляющем большинстве случаев для управления напором, расходом и другими технологическими параметрами насосной станции используются пропорционально-интегрально-дифференциальные пид-регуляторы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Ильясов Б.Г., Тагирова К.Ф., Михеев П.С., Исбер Ф.А. Информационная система управления группой скважин по гидродинамической модели нефтяного пласта // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2005. – № 9. – С. 17–22.
- Сагдатуллин А.М. Разработка адаптивной нейросетевой системы управления электроприводом нефтегазотранспортной магистрали // Бурение и нефть. – 2014. – № 7–8. – С. 38–41.
- Васильев В.И., Ильясов Б.Г. Интеллектуальные системы управления. Теория и практика: учеб. пособие. – М.: Радиотехника, 2009. – 392 с.
- Гузайров М.Б., Муравьева Е.А. Управление технологическими процессами, реализованное на четких логических регуляторах. – М.: Машиностроение, 2012. – 305 с.
- Шумихин А.Г., Павлуткин П.Ю., Вялых И.А. Эффективность применения насосного оборудования с частотно-регулируемым приводом для управления подачей жидких сред в технологических системах // Изв. вузов. – 2014. – № 6. – С. 80–86.
- Веревкин А.П., Кирюшин О.В. Автоматизация технологических процессов и производств в нефтепереработке и нефтехимии. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. – 171 с.
- Sagdatullin A. Multidimensional Fuzzy Control System Development of Oil Transportation and Treatment Technological Processes Based on the Input/Output Parameters Model in the Precise Terms Set Form // Applied Mechanics and Materials. – 2015. – Vol. 756. – Pp. 626–632. doi:10.4028/www.scientific.net/AMM.756.626.
- Сагдатуллин А.М. Разработка математического программного комплекса для имитационного моделирования электромеханической системы нефте- и газотранспорта // Газовая промышленность. – 2015. – № 4 (721). – С. 54–57.
- Kayashev A., Muravyova E., Sharipov M., Emekeev A., Sagdatullin A. Verbally defined processes controlled by fuzzy controllers with input/output parameters represented by set of precise terms // 2014 International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems (MEACS), 2014. IEEE. – P. 1–5. doi: 10.1109/MEACS.2014.6986847. – [Электронный ресурс.] – Режим доступа: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetail.jsp?arnumber=6986847&filter%3DAND%28p_IS_Number%3A6986840%29 (Дата обращения: 06.07.15 г.).
- Sagdatullin A., Emekeev A., Muravyova E. Intellectual Control of Oil and Gas transportation system by Multidimensional Fuzzy Controllers with Precise Terms // Applied Mechanics and Materials. – 2015. – Vol. 756. – P. 633–639. doi:10.4028/www.scientific.net/AMM.756.633.
- Каяшев А.И., Емекеев А.А., Сагдатуллин А.М. Автоматизация электропривода насосной станции на основе многомерного нечеткого логического регулятора // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2014. – № 4. – С. 30–34.
- Сагдатуллин А.М., Емекеев А.А. Способ автоматизированного управления электроприводом насосной станции. Патент РФ № 2551139, 27.05.2015.

REFERENCES

- Il'yasov B.G., Tagirova K.F., Mikheyev P.S., Isber F.A. Informatsionnaya sistema upravleniya gruppoy skvazhin po gidrodinamicheskoy modeli neftyanogo plasta [Information system of management by the group of wells according to hydrodynamic model of the oil reservoir]. Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoi promyshlennosti, 2005, no. 9, pp. 17 – 22.
- Sagdatullin A.M. Razrabotka adaptivnoy neurosetevoy sistemy upravleniya elektropriivodom neftegazotransportnoy magistrali [Development of the adaptive neuronet system of control of the electric drive of oil and gas transportation pipeline]. Bureniye i neft', 2014, no. 7-8, pp. 38–41.
- Vasil'yev V.I., Il'yasov B.G. Intellekual'nye sistemy upravleniya. Teoriya m praktika: uchebnoye posobiye [Intelligent control systems. Theory and Practice: A Training Manual]. Moscow, Radiotekhnika Publ., 2009. 392 p.
- Guzairov M.B., Murav'yeva E.A. Upravleniye tekhnologicheskimi protsessami, realizovannoye na chetkikh logicheskikh regul'yatorakh [Management of technological processes, implemented on clear logic controllers]. Moscow, Mashinostroeniye Publ., 2012. 305 p.
- Shumikhin A.G., Pavlutkin P.Yu., Vyalykh I.A. Effektivnost' primeneniya nasosnogo oborudovaniya s chastotno-reguliruyemym privodom dlya upravleniya podachey zhidkikh sred v tekhnologicheskikh sistemakh [Efficiency of application of pumping equipment with variable frequency drive for controlling the supply of liquid media in technological systems]. Izvestiya Vuzov. Neft' i gaz, 2014, no. 6, pp. 80-86.
- Verevkin A. P., Kiryushin O. V. Avtomatizatsiya tekhnologicheskikh protsessov i proizvodstv v neftepererabotke i neftekimii [Automation of technological processes and production in oil refining and petrochemistry]. Ufa, UGNTU Publ., 2005. 171 p.
- Sagdatullin A.M. Multidimensional Fuzzy Control System Development of Oil Transportation and Treatment Technological Processes Based on the Input/Output Parameters Model in the Precise Terms Set Form. Applied Mechanics and Materials, 2015, vol. 756, pp. 626–632. doi:10.4028/www.scientific.net/AMM.756.626.
- Sagdatullin A.M. Razrabotka matematicheskogo programmnogo kompleksa dlya imitatsionnogo modelirovaniya elektromekhanicheskoy sistemy nefte- i gazotransporta [Software development addresses simulation of oil and gas pipeline electromechanical components]. Gazovaya Promyshlennost' – Gas Industry, 2015, no. 4 (721), pp. 54–57.
- Kayashev A., Muravyova E., Sharipov M., Emekeev A., Sagdatullin A. Verbally defined processes controlled by fuzzy controllers with input/output parameters represented by set of precise terms. 2014 International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems (MEACS). 2014, IEEE Publ., pp. 1–5. doi: 10.1109/MEACS.2014.6986847.
- Sagdatullin A., Emekeev A., Muravyova E. Intellectual Control of Oil and Gas transportation system by Multidimensional Fuzzy Controllers with Precise Terms. Applied Mechanics and Materials, 2015, vol. 756, pp. 633–639. doi:10.4028/www.scientific.net/AMM.756.633.
- Kayashev A.I., Emekeyev A.A., Sagdatullin A.M. Avtomatizatsiya elektropivoda nasosnoy stantsii na osnove mnogomernogo nechetkogo logicheskogo regul'yatora [Automation of the electric drive of the pumping station on the basis of a multidimensional of fuzzy logic controller]. Avtomatizatsiya, Telemekhanizatsiya i Svyaz' v Neftyanoy Promyshlennosti, 2014, no. 4, pp. 30-34.
- Sagdatullin A.M., Emekeyev A.A. Sposob avtomatizirovannogo upravleniya elektropivodom nasosnoy stantsii [The method of automated control of electric drive of the pumping station]. Patent RF, no. 2551139, 2015.



УДК 622.691.4

Для оценки остаточного ресурса нефтегазового оборудования используют характеристики циклической трещиностойкости, определенные по результатам одноосных испытаний, хотя в процессе эксплуатации, как правило, реализуется сложное напряженное состояние. В частности, это происходит при двухосном нагружении тел. В статье представлены результаты экспериментов по исследованию параметров циклической трещиностойкости стали 20 и сплава АК6 в условиях двухосного нагружения с поверхностной трещиной.

ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПО КРИТЕРИЮ МАЛОЦИКЛОВОЙ УСТАЛОСТИ В УСЛОВИЯХ ДВУХОСНОГО НАГРУЖЕНИЯ

С помощью метода конечных элементов обоснована крестообразная форма экспериментального образца, исходного надреза и приспособлений для проведения испытаний на двухосное растяжение и растяжение-сжатие. Путем анализа напряженно-деформированного состояния крестообразного образца с поверхностной трещиной определено уравнение для расчета коэффициента интенсивности напряжений. Получены обобщенные кинетические диаграммы усталостного разрушения для каждого материала. Экспериментально установлена взаимосвязь между видом двухосного нагружения и скоростью роста трещины, описанная в виде уравнений.

К.А. ЛЯГОВА
- Омский государственный технический университет, РФ, Омск

А.А. ГЕРАСИМЕНКО
- Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», РФ, Санкт-Петербург
- anastasiya.geras@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
крестообразный образец, поверхностная трещина, двухосное нагружение, циклическая трещиностойкость, кинетическая диаграмма усталостного разрушения

ASSESSMENT OF OIL AND GAS EQUIPMENT REMAINING LIFE USING LOW-CYCLE FATIGUE CRITERION UNDER BIAXIAL LOADING

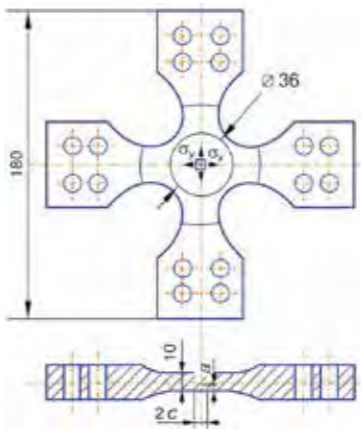
LYAGOVA K.A.
- Omsk State Technical University, RF, Omsk
GERASIMENKO A.A.
- National University of mineral resources Gornyi, RF, St. Petersburg
- anastasiya.geras@mail.ru

Assessments of oil and gas equipment remaining life typically use low-cycle fatigue crack growth characteristics defined by unconfined tests, although combined stress state appears more common for actual equipment operation. In particular, this is true for biaxial loading. The authors summarise their experiments focused on fatigue crack growth, using steel grade 20 and AK6 alloy, under biaxial loading of specimen with a surface fracture. The finite element method was employed, which helped us justify an x-type specimen, initial notch, and testing outfit for this biaxial load and extension/compression testing. Surface-fractured x-type specimen stress strain behaviour was analysed to produce stress intensity factor equation. Generalised kinetic fatigue rupture diagrams were deawn for each material under test. Experimental relationships between biaxial loading type and crack growth rate were described with related equations derived.

KEYWORDS:
x-type specimen, surface fracture, biaxial loading, fatigue crack growth, kinetic diagram, fatigue failure



Конструктивные элементы магистральных трубопроводов и сложного современного нефтегазового оборудования зачастую нагружены так, что в материале, из которого они изготовлены, возникает сложное напряженное состояние. В условиях постоянной и продолжительной эксплуатации в наиболее ответственных деталях и узлах, например в патрубках, тройниках и т.д., могут зарождаться усталостные трещины. На данный момент одной из актуальных задач является определение остаточного ресурса нефтегазовых объектов с усталостными трещинами и разработка методов прогнозирования их роста. Для решения данного вопроса необходимы экспериментальные и теоретические исследования, направленные на определение факторов, оказывающих влияние на скорость роста усталостной трещины [1].



1_Образец для двухосных испытаний

ПРИ ЭТОМ В РЕАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ ДЕТАЛИ МАШИН И ЭЛЕМЕНТЫ КОНСТРУКЦИЙ РАБОТАЮТ В УСЛОВИЯХ ДВУХОСНОГО ИЛИ ДАЖЕ ТРЕХОСНОГО НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ.

Для прогнозирования срока безопасной эксплуатации объектов нефтегазового комплекса выполняют расчеты на малоциковую усталость материала с использованием методов и закономерностей механики разрушения. С точки зрения механики разрушения скорость роста трещины зависит от геометрических размеров трещины, а также от величины раскрывающего напряжения. Единым критерием, объединяющим эти характеристики трещины, является коэффициент интенсивности напряжений K_I . Для описания скорости роста трещины на стадии стабильного роста используют степенную зависимость Париса

$$da/dN = C(\Delta K_I)^n, \quad (1)$$

где C и n – механические характеристики материала, определяемые по средней части кинетической диаграммы усталостного разрушения [2]; a – размер трещины; N – число циклов нагружения; K_I – коэффициент интенсивности напряжений.

Однако в настоящее время при оценке скорости роста трещин и определении характеристик циклической трещиностойкости металла большинство исследователей проводят испытания на стандартных образцах простой формы при осевом растяжении-сжатии, внецентренном растяжении-сжатии или изгибе. При этом в реальных условиях детали машин и элементы конструкций работают в условиях двухосного или даже трехосного напряженного состояния. Формула Париса (1) также не учитывает влияние на скорость роста трещины несингулярных напряжений, параллельных поверхностной трещине [3].

Исследуем рост поверхностных усталостных трещин при двухосном нагружении. Объектом исследования являлись крестообразные образцы из стали 20 и алюминиевого сплава АК6.

ПРИ ЭТОМ В РЕАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ ДЕТАЛИ МАШИН И ЭЛЕМЕНТЫ КОНСТРУКЦИЙ РАБОТАЮТ В УСЛОВИЯХ ДВУХОСНОГО ИЛИ ДАЖЕ ТРЕХОСНОГО НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ.



ДЛЯ ТОГО ЧТОБЫ ОЦЕНИТЬ ФАКТИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ДВУХОСНОСТИ НАПРЯЖЕНИЙ В РАБОЧЕЙ ЗОНЕ ОБРАЗЦА, ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ДАННЫХ ПРИСПОСОБЛЕНИЙ ПРИМЕНЯЛСЯ МКЭ

ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ОБРАЗЦА.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Для исследования параметров циклической трещиностойкости в условиях влияния двухосного нагружения в экспериментальной практике [4–7] широко применяют крестообразные образцы, в которых лепестки выполняют функцию захватов. Данный тип образцов позволяет реализовать все возможные соотношения напряжений в рабочей зоне.

Поскольку поверхностные трещины в процессе своего развития распространяются одновременно и вглубь детали, и по ее поверхности, то необходима достаточная толщина образца. На рис. 1 показана форма разработанного экспериментального крестообразного образца, где a – глубина полуэллиптической поверхностной трещины; $2c$ – размер трещины на поверхности образца. Предложенный для двухосных испытаний крестообразный образец имеет круговую рабочую зону диаметром 36 мм и толщиной 10 мм. Для повышения прочности образца толщина его ветвей увеличена в 2 раза по сравнению с толщиной рабочей части. С помощью специально заточенного резца от ветвей к центральной части выполнен плавный переход на токарном станке.

С помощью метода конечных элементов (МКЭ) в программе ANSYS проводился анализ распределения номинальных двухосных напряжений в рабочей зоне. Установлено, что поле напряжений в крестообразном образце неодинаково по ширине и его максимальное значение находится в центре. Изменение напряжений на длине 10 мм от центра образца составляет приблизительно 25 %.

Поскольку в процессе роста несквозная усталостная трещина стремится принять полуэллиптическую форму, то скорость роста поверхностной трещины необходимо определять по фронту или по двум взаимно перпендикулярным осям в плоскости распространения. Коэффициент интенсивности напряжений K_I вычислялся по фронту трещины с помощью МКЭ. Для аналитического расчета коэффициента интенсивности напряжений экспериментальных образцов с достаточной точностью можно использовать формулу

$$K_{IN} = \sigma_y^* \sqrt{2\pi r_{0,1}}, \quad (2)$$

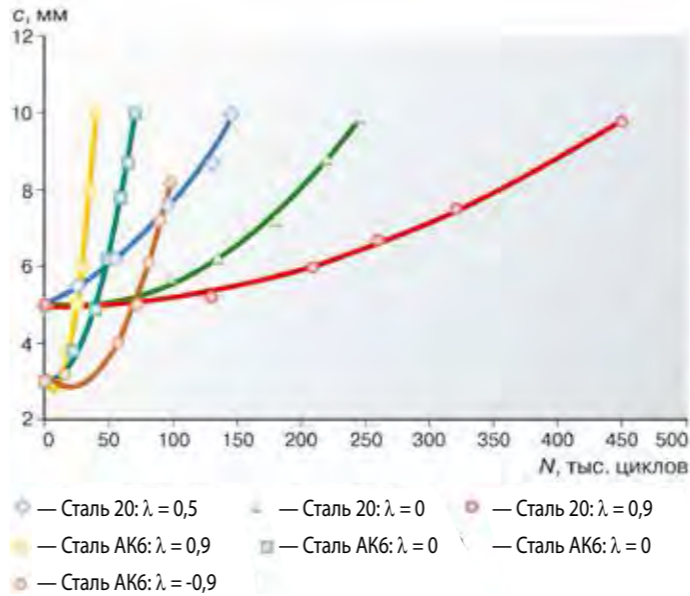
где K_{IN} – коэффициент интенсивности напряжений, определенный численным методом; σ_y^* – напряжение, определенное методом конечных элементов в программе ANSYS для точки с полярными координатами $\theta = 0$ рад.; $r = 0,1$ мм.

Исследование роста поверхностных усталостных трещин при двухосном нагружении выполнялось на испытательной машине ГРМ-1 с пульсатором, которая создает одноосное циклическое растяжение с усилием до 100 кН. Для получения в рабочей зоне крестообразного образца двухосного напряженного состояния были сконструированы и изготовлены специальные приспособления. На рис. 2 показаны тяги для реализации растяжения-сжатия (слева) и для двухосного растяжения (справа).

Для того чтобы оценить фактическое значение коэффициента двухосности напряжений в рабочей зоне образца, при использовании данных приспособлений применялся МКЭ. Коэффициент двухосности номинального напряженного состояния λ в рабочей зоне крестообразного образца рассчитывается как отношение напряжений, перпендикулярных плоскости трещины, к напряжениям, параллельным плоскости трещины, т. е. $\lambda = \sigma_x / \sigma_y$.

2_Приспособление для двухосных испытаний «растяжение-сжатие» и двухосного растяжения:

- 1 – крестообразный образец;
- 2 – тяги

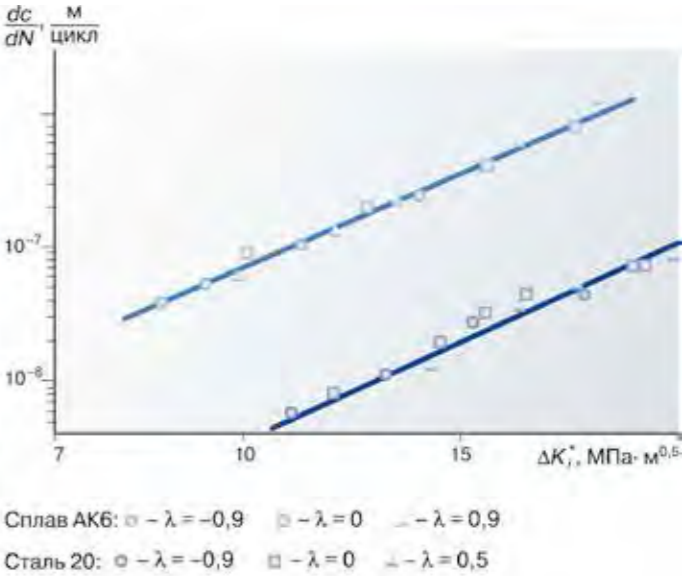


ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СКОРОСТИ РОСТА ПОВЕРХНОСТНОЙ ТРЕЩИНЫ

На первом этапе экспериментальных исследований в крестообразных образцах необходимо было создать концентратор напряжений, от которого в дальнейшем зарождалась усталостная трещина. Качество нанесенного концентратора можно оценить скоростью зарождения усталостной трещины, повторяемостью ее формы при большом числе испытываемых образцов, а также влиянием концентратора на структуру близлежащего материала. Для определения наиболее оптимального способа нанесения концентратора был проведен ряд предварительных численных и натурных экспериментов. Установлено, что наилучшим образом поверхностная трещина зарождается в результате разрушения перемычки между двумя близко засверленными отверстиями. В результате чего три отверстия по горизонтальной оси глубиной до 3 мм с толщиной перемычки 0,3–0,4 мм позволяют гарантированно получить усталостную трещину в стальном образце толщиной 10 мм.

Усталостные испытания проводились на крестообразных образцах при двухосном растяжении $\lambda = 0,5$ для стали 20 и $\lambda = 0,9$ для сплава АК6, при одноосном растяжении $\lambda = 0$, при двухосном растяжении-сжатии $\lambda = -0,9$. Так как целью исследования являлась оценка влияния напряжения σ_x параллельного плоскости поверхностной (несквозной) трещины, на скорость ее роста, то напряжения σ_y , перпендикулярные трещине, во всех экспериментах оставались постоянными и равнялись для стали 20 и сплава АК6, соответственно, 150 и 120 МПа.

Для определения длины несквозной трещины использовался электронный микроскоп. Линия, по которой трещина выходила на поверхность образца, незначительно отличалась от прямой, перпендикулярной растягивающим напряжениям σ_y , что позволило фиксировать момент прохождения трещины через деления раstra. Таким образом, можно было получать зависимость половины размера трещины по поверхности s от числа циклов нагружения N .



3_Влияние способа нагружения крестообразного образца на рост усталостных трещин в стали 20 при $\sigma_y = 150$ МПа и в сплаве АК6 при $\sigma_y = 120$ МПа

4_Обобщенные кинетические диаграммы усталостного разрушения

Результаты этих испытаний при различной степени двухосности напряжений представлены на рис. 3. На основании анализа полученных экспериментальных данных установлено, что при сжимающем напряжении σ_x число циклов до разрушения образца увеличивалось, а скорость роста трещины уменьшалась. И наоборот, при растягивающем напряжении σ_x число циклов до разрушения уменьшалось, а скорость роста трещины увеличивалась.

В связи с этим сделано предположение, что скорость роста трещины зависит не только от коэффициента интенсивности напряжений, но и от степени двухосности напряженного состояния λ . Поэтому предложено ввести понятие эквивалентного коэффициента интенсивности напряжений K_I^*

$$K_I^* = f(\lambda) K_I, \quad (3)$$

где $f(\lambda)$ функция, зависящая от степени двухосности напряженного состояния,

$$f(\lambda) = \sqrt{1 + k\lambda}, \quad (4)$$

k – константа материала, характеризующая его чувствительность к двухосному нагружению и подлежащая определению в результате описанных выше испытаний.



Численные значения функции $f(\lambda)$ определены из условия, что при различных видах нагружения одинаковым скоростям роста трещины соответствуют одинаковые значения эквивалентного коэффициента интенсивности напряжений ΔK_I^* . Найденные значения $f(\lambda)$ использовались для определения константы k , которую следует рассматривать как одну из характеристик материала.

В результате были построены обобщенные кинетические диаграммы усталостного разрушения (рис. 4), на которых зависимости $dc/dN - \Delta K_I^*$ удовлетворительно аппроксимируются прямыми линиями.

Это обстоятельство позволило представить зависимости между скоростью роста трещины и величиной размаха КИН в виде формулы, аналогичной зависимости Пэриса.

$$\frac{da}{dN} = C \left(\sqrt{1 + k\lambda} \Delta K_I \right)^n. \tag{5}$$

Остаточный ресурс или число циклов до разрушения по критерию малоциклового усталости металла находится интегрированием дифференциального уравнения по размеру трещины a , в предположении, что рост трещины продолжается до критического значения коэффициента интенсивности напряжений K_{IC} либо до того момента, когда глубина поверхностной трещины достигнет предельного значения[^]

$$N^* = \int_{a_0}^{a_{пр}} \frac{da}{f(\Delta K, C, n, k, \lambda)}, \tag{6}$$

где a_0 – зафиксированный диагностикой размер трещины;
 $a_{пр}$ – предельный размер трещины;
 N^* – число циклов нагружения конструкции до разрушения.

После обработки результатов экспериментов и определения констант были получены уравнения и для определения скорости роста трещины при двухосном нагружении, соответственно, в сплаве АК6 и в стали 20:

$$\frac{da}{dN} = 0,68 \cdot 10^{-11} \left(\sqrt{1 + 0,28\lambda} \Delta K_I \right)^4, \tag{7}$$

$$\frac{da}{dN} = 1,14 \cdot 10^{-12} \left(\sqrt{1 + 0,21\lambda} \Delta K_I \right)^{4,5}. \tag{9}$$

ТАКИМ ОБРАЗОМ, ПРЕДЛОЖЕННАЯ МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПОЗВОЛЯЕТ ОЦЕНИВАТЬ ВОСПРИИМЧИВОСТЬ РАЗЛИЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ К ДВУХОСНОМУ НАГРУЖЕНИЮ ПРИ РАЗВИТИИ УСТАЛОСТНЫХ ТРЕЩИН. ДЛЯ ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ДРУГИХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НЕОБХОДИМО ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНО ОПРЕДЕЛЯТЬ КОНСТАНТЫ C , n , k ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ДВУХОСНЫХ ИСПЫТАНИЙ С УЧЕТОМ ФАКТИЧЕСКОГО СЛОЖНОГО НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Forth S.C., Keat W.D., Favrow L.H. Experimental and computational investigation of three-dimensional mixed-mode fatigue // Fatigue and Fracture of Engineering Materials and Structures. – 2002. – Vol. 25. – P. 3–15.
2. РД 50-345–82. Методические указания. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик вязкости разрушения (трещиностойкости) при циклическом нагружении. – М. : Изд-во стандартов, 1983. – 96 с.
3. Вансович К.А., Аистов И.П. Критерий оценки скорости роста усталостных трещин в условиях двухосного нагружения // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2011. – №3 (31). – С. 57–61.
4. Лебедев А.А. Конструкция крестообразных образцов для испытаний на трещиностойкость при двухосном растяжении (обзор) // Проблемы прочности. – 1998. – №3. – С. 5–22.
5. Шлянников В.Н. Образцы для испытаний при двухосном циклическом нагружении // Труды Академэнерго. – 2013. – №3. – С. 70–79.
6. Abdelhay A.M., Dawood O.M., Bassuni A., Elhalawany E.A., Mustafa M.A. A newly developed cruciform specimens geometry for biaxial stress evaluation using NDE // 13th international conference on Aerospace Sciences and Aviation Technology, ASAT-13. – Cairo, Egypt, May 26–28, 2009. – 9 p.
7. Dalle Donne C. Cruciform specimens for in-plane biaxial fracture, deformation, and fatigue testing // Multiaxial Fatigue and Deformation: Testing and Prediction, ASTM STP 1387. – West Chonshohocken. PA. – 2000. – pp. 405–422.
8. Вансович К.А., Ядров В.И. Усталостные испытания стальных крестообразных образцов с поверхностной трещиной при двухосном нагружении // Омский научный вестник. – 2012. – №3–113. – С. 117–121.

REFERENCES

1. Forth, S.C., Keat, W.D., Favrow, L.H. Experimental and computational investigation of three-dimensional mixed-mode fatigue. Fatigue and Fracture of Engineering Materials and Structures, 2002, vol. 25, pp 3–15.
2. RD 50-345-82. Metodicheskiye ukazaniya. Raschety i ispytaniya na prochnost'. Metody mekhanicheskikh ispytaniy metallov. Opredeleniye kharakteristik vyazkosti razrusheniya (treshchinostoykosti) pri tsiklicheskom nagruzhenii [RD 50-345-82. Methodical instructions. Calculations and tests of strength. Methods of mechanical testing of metals. Determination of characteristics of fracture toughness under cyclic loading]. Moscow, Izdatel'stvo Standartov Publ., 1983. 96 p.
3. Vansovich K.A., Aistov I.P. Kriterii otsenki skorosti rosta ustalostnykh treshchin v usloviyakh dvukhosnogo nagruzheniya [Criterion for assessment of fatigue crack growth rate under biaxial loading]. Sovremennye tekhnologii. Sistemnyi analiz. Modelirovaniye. Nauchnyi zhurnal, 2011, no. 3(31), pp. 57-61
4. Lebedev A.A. Konstruktsiya krestooobraznykh obraztsov dlya ispytaniy na treshchinostoykost' pri dvukhosnom rastyazhenii (obzor) [The structure of cruciform samples for testing for crack resistance under biaxial tension (Overview)]. Problemy Prochnosti, 1998, no. 3, pp. 5-22.
5. Shlyannikov V.N. Obratzsy dlya ispytaniy pri dvukhosnom tsiklicheskom nagruzhenii [Specimens for tests under biaxial cyclic loading]. Trudy Akademenergo, 2013, no. 3, pp.70-79.
6. Abdelhay A.M., Dawood O.M., Bassuni A., Elhalawany E.A., Mustafa M.A. A newly developed cruciform specimens geometry for biaxial stress evaluation using NDE. 13th International Conference on Aerospace Sciences and Aviation Technology, ASAT-13. Cairo, Egypt, 2009. 9 p.
7. Dalle Donne C., Cruciform specimens for in-plane biaxial fracture, deformation, and fatigue testing. Multiaxial Fatigue and Deformation: Testing and Prediction, ASTM STP 1387. West Conshohocken, PA, 2000, pp. 405-422.
8. Vansovich K.A., Yadrov V.I. Ustalostnye ispytaniya stal'nykh krestooobraznykh obraztsov s poverkhnostnoy treshchinoy pri dvukhosnom nagruzhenii [Fatigue testing of steel cruciform specimens with surface crack under biaxial loading]. Omskiy nauchnyi vestnik, 2012, no. 3-113, pp. 117–121.



ПРИВЕДЕНЫ ФОРМУЛЫ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ДВИЖЕНИЯ СВЕРХЖИМАЕМОГО ГАЗА ПО ТРУБОПРОВОДУ С ПОСТОЯННЫМ УКЛОНОМ, КОТОРЫЕ ИСПОЛЬЗОВАНЫ ПРИ АНАЛИЗЕ СООТНОШЕНИЯ СИЛОВЫХ ФАКТОРОВ ДЛЯ ПЯТИ РЕЖИМОВ ТЕЧЕНИЯ: ЛАМИНАРНОГО, ПЕРЕХОДНОГО РЕЖИМОВ, А ТАКЖЕ ГЛАДКОГО, СМЕШАННОГО И РАЗВИТОГО РЕЖИМОВ ОБТЕКАНИЯ ШЕРОХОВАТОСТИ ГРАНИЦ СЕЧЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА. КОЭФФИЦИЕНТ СОПРОТИВЛЕНИЯ ТРЕНИЯ ОПИСАН ОБОБЩЕННОЙ ФОРМУЛОЙ ЛЕЙБЕНЗОНА, ГДЕ ЭМПИРИЧЕСКИЙ КОЭФФИЦИЕНТ, СТЕПЕНИ ОТНОШЕНИЯ ЭКВИВАЛЕНТНОЙ ШЕРОХОВАТОСТИ К ДИАМЕТРУ ТРУБОПРОВОДА И КРИТЕРИЙ РЕЙНОЛЬДСА ИМЕЮТ ПОСТОЯННЫЕ ЗНАЧЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С РЕЖИМАМИ ТЕЧЕНИЯ. ВЫДЕЛЕНЫ ТРИ ВАРИАНТА ВЗАИМООТНОШЕНИЯ СИЛОВЫХ ФАКТОРОВ С ЧЕТЫРЬМЯ

КВАЗИОДНОМЕРНОЕ ДВИЖЕНИЕ РЕАЛЬНОГО ГАЗА ПО НАКЛОННОМУ ГАЗОПРОВОДУ

ГРАНИЦАМИ: ТЕЧЕНИЕ ВЕРТИКАЛЬНО ВВЕРХ, ТЕЧЕНИЕ ПО ГОРИЗОНТАЛЬНОМУ КАНАЛУ, РЕЖИМ ПОСТОЯННОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕЧЕНИЕ ВЕРТИКАЛЬНО ВНИЗ. В ЧАСТНОСТИ, ВЫЯВЛЕНЫ УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ «ПОСТПЕРЕВАЛЬНОГО» ЭФФЕКТА – УВЕЛИЧЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ПО ГАЗОПРОВОДУ С ОТРИЦАТЕЛЬНОМ УКЛОНОМ. ДОКАЗАНО, ЧТО ПЕРЕХОД К БОЛЬШИМ ДИАМЕТРАМ И ВЫСОКОМУ РАБОЧЕМУ ДАВЛЕНИЮ ПРИВОДИТ К СНИЖЕНИЮ ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ И РАННЕМУ НАСТУПЛЕНИЮ «ПОСТПЕРЕВАЛЬНОГО» РЕЖИМА. ДЛЯ РАЗВИТОГО РЕЖИМА ТУРБУЛЕНТНОГО ОБТЕКАНИЯ ШЕРОХОВАТОСТИ ПРИВЕДЕНЫ ПРИМЕРНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ПО ТРУБОПРОВОДУ С РАЗНЫМИ УКЛОНАМИ ТРАССЫ.

О.Ш. БОЗОРОВ,
И.К. ХУЖАЕВ
-
Ташкентский
университет
информационных
технологий,
Республика
Узбекистан,
Ташкент
-
baxrom@rambler.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
наклонный
газопровод,
статистическое
давление,
транспортировка
газа, движение
реального газа,
режимы течения газа

REAL GAS QUASI-ONE-
DIMENSIONAL MOVEMENT
IN SLOPING GAS PIPELINE

BOZOROV O.SH.,
KHUZHAYEV I.K.
-
Tashkent University of
Information Technology,
Uzbekistan Republic,
Tashkent
-
baxrom@rambler.ru

Formulas produced for hydraulic estimates of supercompressible gas flow in constant slope pipeline were used for analysis of force factor relationships applied to five flow conditions: laminar, transitional, as well as smooth, mixed, and developed flow around pipeline clear opening rough boundaries. Friction resistance coefficient was described by a general Leibenson formula where its empirical coefficient, a relationship between equivalent roughness and pipeline diameter, and Reynolds criterion have piecewise constant values depending on flow type. It was found that shifting to larger pipe diameters and higher pressure makes sense in terms of pressure loss and early transfer to higher pressure in negative slope pipeline segments. For turbulent rough boundary flow conditions, it was possible to produce initial pressure change assessments for pipelines with different route inclination angles.

KEYWORDS:
segment slope,
gas pipeline, pressure,
real gas, gas flow
conditions,
formulascover,
implications,
criteria



ТЕНДЕНЦИЯ ПЕРЕХОДА К БОЛЬШИМ ДИАМЕТРАМ И ВЫСОКОМУ РАБОЧЕМУ ДАВЛЕНИЮ В МИРОВОЙ ПРАКТИКЕ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА СЖИМАЕМЫХ И НЕСЖИМАЕМЫХ СРЕД ОБУСЛОВЛЕНА БОЛЬШОЙ ЭКОНОМИЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАСХОДОВ.

Тенденция перехода к большим диаметрам и высокому рабочему давлению в мировой практике трубопроводного транспорта сжимаемых и несжимаемых сред обусловлена большой экономией эксплуатационных расходов. Такой переход приводит к изменению отношений силовых факторов в процессе транспортировки. В частности, сила сопротивления уменьшается, а доли остальных силовых факторов увеличиваются. В статье получено аналитическое решение стационарной задачи о транспортировке реального газа по наклонному участку трубопровода при различных режимах обтекания шероховатой поверхности и обсуждается образование «постперевального» режима течения, который обычно наблюдается при трубопроводной транспортировке несжимаемых тяжелых жидкостей [1].

Стационарное изотермическое газодинамическое состояние реального газа в наклонном газопроводе описывается системой уравнений [2]:

$$\begin{cases} \frac{d(\rho w f)}{dx} = 0, & p = Z \rho R T, \\ f \left(\frac{dp}{dx} + g \rho \sin \alpha \right) + \frac{\pi}{8} \lambda \rho w |w| D = 0, \end{cases} \quad (1)$$

где ρ – плотность газа;
 w – средняя скорость газа;
 f – площадь поперечного сечения трубопровода;
 x – координата;
 p – статическое давление;
 Z – коэффициент сверхсжимаемости;
 R – универсальная газовая постоянная;
 T – температура газа;
 g – ускорение силы тяжести;
 α – угол уклона трассы;
 λ – коэффициент сопротивления трения;
 D – диаметр трубопровода.

Здесь и далее принимается, что уклон трассы ($\sin \alpha = \Delta y / \Delta x$, где y – нивелирная высота оси трубопровода в сечении x), ускорение силы тяжести g , диаметр D , площадь поперечного сечения $f = \pi D^2 / 4$, эквивалентная шероховатость к трубы, коэффициент сверхсжимаемости Z , приведенная газовая постоянная R , коэффициент кинематической вязкости ν , а также температура T и массовый расход газа $M = \rho w f$ имеют постоянные (осредненные) значения. Статическое давление p , плотность ρ и средняя скорость w являются функциями координаты x .

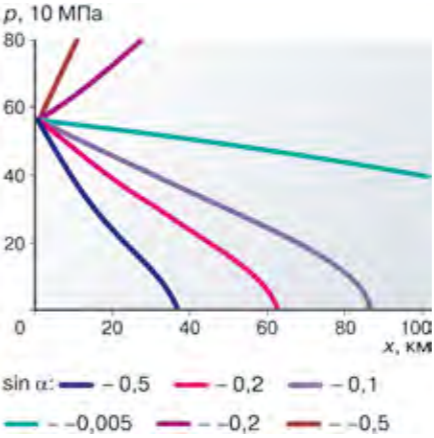
Коэффициент сопротивления трения λ принимаем в виде обобщенной формулы Лейбензона

$$\lambda = \zeta (k/D)^{\theta} Re^n, \quad (2)$$

где ζ , θ , n – эмпирические постоянные режимов течения в круглом трубопроводе;
 Re – критерий Рейнольдса.



Примерные изменения статического давления газа по длине газопровода в развитом режиме турбулентного обтекания шероховатости при различных значениях $\sin \alpha$



По мнению многочисленных авторов [1–3], в процессе трубопроводного транспорта различных сред наблюдаются ламинарный (при $Re > 2200$), переходный (при $2200 \leq Re \leq 4000$) режимы течения, а также три режима турбулентного обтекания шероховатой поверхности, когда эквивалентная шероховатость смоченной поверхности трубопровода подчиняется условию $Re_k/D > 10$, а критерий Рейнольдса – условию $Re > 4000$. Это гладкий ($Re_k/D < 10$), смешанный ($10 \leq Re_k/D \leq 158$) и развитый ($Re_k/D > 158$) режимы турбулентного обтекания шероховатой поверхности. А учет всех режимов течения в процессе гидравлических расчетов считаем необходимым, так как трубопроводная сеть может работать как с малой нагрузкой, так и с перегрузкой.

Для аппроксимации коэффициента сопротивления λ используем обобщенную формулу Лейбенсона [1]: в ламинарном режиме течения – формулы Стокса ($\zeta = 64$, $\theta = 0$, $n = -1$), в переходном – формулы Зайченко ($\zeta = 0,0025$, $\theta = 0$, $n = 1/3$), в гладком режиме обтекания шероховатости – формулы Блазиуса ($\zeta = 0,3164$, $\theta = 0$, $n = -1/4$), в смешанном – формулы Лейбенсона ($\zeta = 10^{-0,627}$, $\theta = 0,127$, $n = -0,123$), а в развитом – формулы Шифринсона ($\zeta = 0,11$, $\theta = 0,25$, $n = 0$).

Критерий Рейнольдса в (2) выразим через статическое давление

$$Re = \frac{wD}{\nu} = \frac{4M}{\pi D \nu} = \frac{4MZRT}{\pi D \nu} \frac{1}{p} \quad (3)$$

Используя зависимости (2), (3) и исключив из системы (1) плотность ρ и среднюю скорость w , составим уравнение относительно статического давления:

$$\frac{dp}{dx} + \frac{g \sin \alpha}{ZRT} p = - \frac{\xi ZRT M^{2+n}}{2Df^2} \frac{1}{p^{1+n}},$$

$$\text{где } \xi = \zeta \frac{k^0 (4ZRT)^n}{(\pi \nu)^n D^{0+n}} = \text{const.}$$



ТАКОЙ ПЕРЕХОД ПРИВОДИТ К ИЗМЕНЕНИЮ ОТНОШЕНИЙ СИЛОВЫХ ФАКТОРОВ В ПРОЦЕССЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ.

Если на входе в участок значение давления известно: $p(0) = p_n$, то решение последнего уравнения имеет вид

$$p(x) = \left(p_n^{2+n} e^{-ax} + A M^{2+n} \frac{e^{-ax} - 1}{a} \right)^{1/(2+n)}, \quad (4)$$

где использованы постоянные для фиксированного режима течения

$$a = (2+n) \frac{g \sin \alpha}{ZRT},$$

$$A = (2+n) \frac{\xi ZRT}{2Df^2}.$$

Полученная формула (4) в развитом режиме обтекания шероховатости совпадает и с известной формулой, а при

$$a \rightarrow 0 \text{ и } \frac{e^{-ax} - 1}{a} \rightarrow -x$$

она повторяет решение задачи о развитом режиме обтекания шероховатости в горизонтальном участке газопровода [1–3]. Из формулы [4] следует, что увеличение входного давления (первый член в скобке) и диаметра (в составе A), в силу положительности степеней $2 + n$ и $1/(2 + n)$, приводит к возрастанию $p(x)$, что и приводит к экономии эксплуатационных расходов газопровода.

Анализ показывает, что в зависимости от уклона газопровода наблюдаются три режима взаимоотношения силовых факторов с четырьмя границами: течение вертикально вверх ($\sin \alpha = 1$), течение по горизонтальному каналу ($\sin \alpha = 0$), режим постоянного давления ($\sin \alpha = \sin \alpha_{кр}$) и течение вертикально вниз ($\sin \alpha = -1$).

Наиболее встречающимся и изученным является режим течения по горизонтальному трубопроводу ($\sin \alpha = 0$), когда падение давления по длине газопровода описывается классической формулой.

Более интенсивное падение давления, чем в горизонтальном газопроводе, происходит в газопроводе с подъемом, что обусловлено дополнительной тратой энергии на подъем газа.

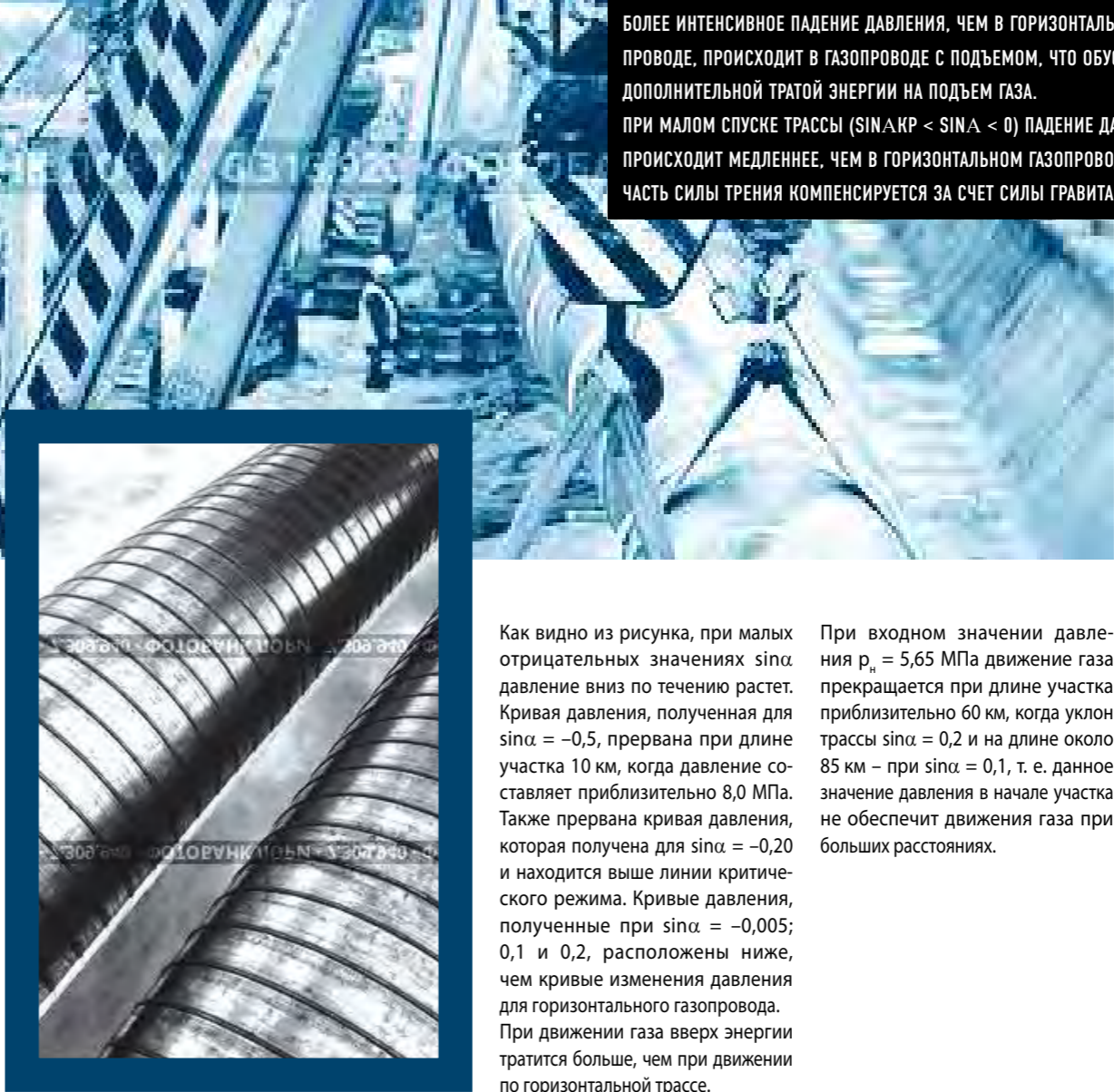
При малом спуске трассы ($\sin \alpha_{кр} < \sin \alpha < 0$) падение давления происходит медленнее, чем в горизонтальном газопроводе, так как часть силы трения компенсируется за счет силы гравитации.

Условие

$$\sin \alpha_{кр} = - \frac{\xi (ZRT)^2 M^{2+n}}{2 \rho_n^{2+n} D f^2 g}$$

отделяет режим вынужденного течения от режима самотека газа. При выполнении данного условия сила гравитации полностью компенсирует силы трения, поэтому давление имеет постоянное по длине газопровода значение. Данная формула также обуславливает эффективность перехода к большим диаметрам и высокому рабочему давлению, которые приводят к меньшему по абсолютной величине критическому уклону газопровода и к расширению «постперевального» режима.

В «постперевальном» режиме – при $-1 \leq \sin \alpha < \sin \alpha_{кр}$ давление газа вниз по потоку растет, а средняя скорость потока падает. После достижения стационарного состояния газа в газопроводе надобность в нагнетателе отпадает – образуется самотек газа. Это особенно важно учитывать при нагнетании газа в подземные газохранилища. На рисунке приведены изменения давления по направлению течения газа при различных значениях уклона трассы, полученные для развитого турбулентного режима обтекания шероховатости при $p_n = 5,65$ МПа, $M = 100$ кг/с, $T = 273$ К, $D = 1020$ мм, $k = 3$ мм.



БОЛЕЕ ИНТЕНСИВНОЕ ПАДЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ, ЧЕМ В ГОРИЗОНТАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ, ПРОИСХОДИТ В ГАЗОПРОВОДЕ С ПОДЪЕМОМ, ЧТО ОБУСЛОВЛЕНО ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ТРАТОЙ ЭНЕРГИИ НА ПОДЪЕМ ГАЗА. ПРИ МАЛОМ СПУСКЕ ТРАССЫ ($\sin \alpha_{кр} < \sin \alpha < 0$) ПАДЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ ПРОИСХОДИТ МЕДЛЕННЕЕ, ЧЕМ В ГОРИЗОНТАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ, ТАК КАК ЧАСТЬ СИЛЫ ТРЕНИЯ КОМПЕНСИРУЕТСЯ ЗА СЧЕТ СИЛЫ ГРАВИТАЦИИ.

Важным показателем на стадии проектирования газопроводной сети является пропускная способность элементарного участка газопровода, которая отражает производительность данного участка. Из решения уравнения (4) при заданных значениях давления p_n в начале и p_k в конце участка длиной L следует формула для производительности участка

$$Q/p_c = M = \left(\frac{2Df^2 a}{(2+n)\xi ZRT} \frac{p_k^{2+n} - p_n^{2+n} e^{-aL}}{e^{-aL} - 1} \right)^{1/(2+n)},$$

где Q – коммерческий расход газа; ρ_c – плотность транспортируемого газа в стандартных условиях.

Таким образом, в рамках статьи получено решение задачи о движении реального газа по наклонному газопроводу для пяти режимов течения, установлен фактор «перевальной точки» для сверхсжимаемых газов и выделены условия самотека газа по наклонной трубе, которые полезны для определения энергоемкости трубопроводного транспорта газа и целесообразного режима нагнетания газа в подземное газохранилище.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Селезнев В.Е., Алешин В.В., Прялов С.Н. Современные компьютерные тренажеры в трубопроводном транспорте. – М. : МАКС Пресс, 2007. – 200 с.
- Хужаев И.К., Садуллаев Р., Арифжанов А.Ш. Об управлении процессами транспортировки сжимаемых и несжимаемых сред по параллельным трубопроводам // Автоматизация в промышленности. – 2008. – № 6. – С.19–20.
- Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. – М. : Недра, 1997. – 487 с.

REFERENCES

- Seleznnev V.E., Alechin V.V., Pryalov S.N. Sovremennye komp'yuternye trenazhery v truboprovodnom transporte. Matematicheskiye metody modelirovaniya i prakticheskoye primeneniye [Modern computer simulators in pipeline transport. Mathematical modeling techniques and practical application]. Moscow, MAK Press Publ., 2007. 200 p.
- Khuzhayev I.K., Sadullaev R., Arifzhanov A.Sh. Ob upravlenii protsessami transportirovki szhimayemykh i neszhimayemykh sred po parallelnym truboprovodam [On management of the processes of transportation of compressible and incompressible mediums in the parallel pipelines]. Avtomatizatsiya v promyshlennosti, Moscow, 2008, no.6, pp.19-20.
- Korotayev Yu.P., Shirkovskiy A.I. Dobycha, transport i podzemnoye khraneniye gaza [Production, transport and underground gas storage]. Moscow, Nedra Publ., 1997. 487 p.

ЗА ПРОШЕДШЕЕ ДЕСЯТИЛЕТИЕ ПРОИЗОШЛИ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ НА ТОПЛИВНОМ РЫНКЕ. В СВЯЗИ С РОСТОМ ЦЕН НА ТРАДИЦИОННОЕ ТОПЛИВО ПОЯВЛЯЮТСЯ БОЛЬШОЙ ИНТЕРЕС И ПОТРЕБНОСТЬ В БОЛЕЕ ДОСТУПНОМ ПРОДУКТЕ, ТАКОВЫМ НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ЯВЛЯЕТСЯ ГАЗОМОТОРНОЕ ТОПЛИВО, СООТВЕТСТВУЮЩЕЕ САМЫМ ВЫСОКИМ ЭКОЛОГИЧЕСКИМ СТАНДАРТАМ. С ЦЕЛЮ ПРИБЛИЗИТЬСЯ К ПОТРЕБИТЕЛЮ ВОЗНИКАЕТ НЕОБХОДИМОСТЬ РАЗМЕЩЕНИЯ АГНКС ВНУТРИ ГОРОДА. РЕНТАБЕЛЬНЫМИ В ДАННОМ СЛУЧАЕ ЯВЛЯЮТСЯ ТОЛЬКО СТАНЦИИ С БОЛЬШОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ, ОПРЕДЕЛЕННОЙ КОМПАКТНОСТЬЮ И УПРОЩЕННЫМ ОБСЛУЖИВАНИЕМ РАБОЧЕГО ОБОРУДОВАНИЯ. НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ МНОГИЕ КРУПНЫЕ МИРОВЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ УЖЕ ИМЕЮТ В СВОЕМ АРСЕНАЛЕ ТАКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И МНОЖЕСТВО РАЗЛИЧНЫХ ЕГО КОНФИГУРАЦИЙ С РАЗЛИЧНЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ И ИНДИВИДУАЛЬНЫМИ ТРЕБОВАНИЯМИ ЗАКАЗЧИКА.



ПОДХОДЫ К РАЗВИТИЮ РЫНКА ГАЗОМОТОРНОГО ТОПЛИВА ЗА РУБЕЖОМ С УЧЕТОМ МЕСТНЫХ УСЛОВИИ



Е. П. МИРКИН
-
ООО «Газпром
трансгаз Краснодар»,
РФ, Краснодар
-
arktika-donetsk@
mail.ru

DIRECTIONAL HOLE SHIFTS UNDER TECTONIC STRESS

MIRKIN E.P.
-
Kubanavtogaz
the branch of
ООО Gazprom
Transgaz Krasnodar,
RF, Krasnodar
-
arktika-donetsk@
mail.ru

The past decade evidences significant fuel market changes. With growing conventional fuel prices, interest is progressively rising today to other accessible products such as automotive gas fuel as it also meets the most stringent environmental standards. Locating gas filling stations within cities is set to benefit gas fuel proximity needs, with such gas station competitive edge secured by greater capacity against downsized and more user-friendly designs. Today, many major global gas equipment manufacturers are successfully coming with their competitive products, in a wide range of modifications and with characteristics customised to end-user needs. The paper discusses global trends in this market and its current offerings.

KEYWORDS:
automotive gas,
filling stations,
fuel, equipment,
road vehicles,
approaches

В ЗАВИСИМОСТИ ОТ НАЛИЧИЯ СОБСТВЕННОЙ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ИЛИ ЕГО ЗАКУПКИ В ДРУГИХ СТРАНАХ АКТИВНОСТЬ РЫНКА ПЕРЕМЕЩАЕТСЯ ИЗ РЕГИОНА В РЕГИОН

Развитие рынка автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС) определяется разницей в цене газомоторного топлива и традиционного топлива (бензин, дизтопливо). В зависимости от наличия собственной добычи природного газа или его закупки в других странах активность рынка перемещается из региона в регион. Так, увеличение цены на природный газ, получаемый Украиной из Российской Федерации, существенно затормозило процесс строительства в стране новых АГНКС, и наоборот, наличие собственной добычи природного газа в Узбекистане способствовало очень активному его росту. Несомненно, большое влияние на рынок строящихся АГНКС оказывает наличие действующих финансируемых государственных программ перехода на альтернативное топливо.

За прошедшие 10–15 лет произошли также изменения в затребованном рынком оборудовании. Это связано с тем, что появилась необходимость переместить заправочные станции из окраин внутрь города, ближе к потребителю. Это привело к тому, что АГНКС «сели» на городские газовые сети с давлением от 0,02 до 0,10 МПа. Эта тенденция характерна как для Украины, так и для Узбекистана, Грузии, Армении и т.д. Небольшая разница в ценах на топливо приводит к тому, что рентабельными являются только высокопроизводительные станции, с компрессорами единичной производительности более 1000 м³/ч (приведенной к стандартным условиям по ГОСТ 2939). Конкуренция на рынке заставляет производителей уменьшать стоимость оборудования за счет минимизации комплекта поставок. Поэтому в блочном оборудовании практически отсутствуют зоны обслуживания. Обслуживание производится снаружи.

1_Оборудование
РМС АГНКС Galileo
(Аргентина),
г. Новоград-
Волынский

2_Оборудование
РМС АГНКС Safe
(Италия), г. Херсон



Основной комплект поставки технологической части оборудования АГНКС включает:

Компрессорную установку с системой автоматического управления;

Группу заправочных колонок с системой коммерческого отпуска газа;

Аккумуляторы газа с системой эффективного распределения (панель приоритетов);

Установку адсорбционной осушки газа с системой регенерации адсорберов и прибором контроля влажности отпущаемого газа;

Энергетическое оборудование (силовые шкафы, при необходимости комплектная трансформаторная подстанция, кабельная продукция);

Технологические трубопроводы с арматурой;

Вспомогательное оборудование (дренажные емкости, входной сепаратор, блок входных кранов, узел замедления газа на входе в АГНКС).

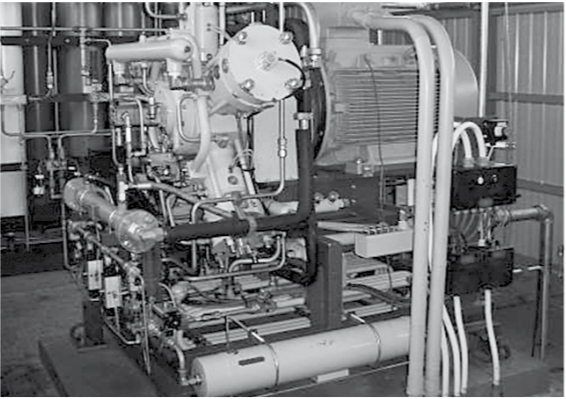
КОМПРЕССОРНАЯ УСТАНОВКА

Исходя из требуемых условий на входе в компрессорную установку и производительности, компрессор должен иметь четырехтонную базу (высокая производительность), быть пятиступенчатым (низкое входное давление), иметь жидкостное охлаждение – как цилиндров, так и межступенчатое (особенно при поставке в страны с жарким климатом). Привод компрессора – электродвигатель мощностью 250 кВт с управлением от частотного преобразователя, что позволяет резко увеличивать производительность АГНКС в пиковые часы загрузки, не особенно уменьшая ресурс компрессорных установок в целом при эксплуатации. Клапаны цилиндров компрессора, в частности его первых ступеней, должны быть максимально раскрыты (низкое входное давление). Жидкостное охлаждение позволяет использовать стандартные охладители воды низкого давления, а не трудоемкие аппараты воздушного охлаждения (АВО) с газопроводами высокого давления. Кроме того, используя фреоновый холодильник для охлаждения антифриза, подаваемого на последнюю ступень компрессора, можно существенно снизить температуру газа, подаваемого на заправку, и уменьшить эффект «усадки» газа в баллонах автомобиля после отъезда от заправочной колонки. Это позволит избежать необходимости незаконной перезарядки (до давления выше 19,6 МПа) баллонов автомобиля. Системы охлаждения к цилиндрам должны подключаться гибкими рукавами, что значительно снизит вибрацию трубопроводов.



3_Заправочная колонка Aspro (Аргентина), г. Полтава

4_Аккумуляторы Aspro (Аргентина)



НАЙДЕННЫЕ ЗНАЧЕНИЯ F(Δ) ИСПОЛЬЗОВАЛИСЬ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНСТАНТЫ К, КОТОРУЮ СЛЕДУЕТ РАССМАТРИВАТЬ КАК ОДНУ ИЗ ХАРАКТЕРИСТИК МАТЕРИАЛА.

Компрессорная установка должна быть разработана с учетом возможности использования ее и для более высоких входных давлений, путем установки сменных цилиндров, т.е. для диапазонов входного давления:

от 0,02 до 0,15 МПа;

от 0,1 до 0,3 МПа;

от 0,2 до 0,5 МПа;

от 1,1 до 2,5 МПа; от 0,5 до 1,1 МПа;

ЗАПРОВОЧНЫЕ КОЛОНКИ С СИСТЕМОЙ КОММЕРЧЕСКОГО ОТПУСКА ГАЗА

Существует два основных принципа замера газа при отпуске на АГНКС:

Массовый расходомер, основанный на принципе кариолисового ускорения (рис. 3);

Расходомер, основанный на диафрагменном замере.

Массовые расходомеры используются на всех типах импортных колонок. Массовые расходомеры сертифицированы по всему миру, при этом аттестации или поверке подлежит сам расходомер.

Расходомеры, основанные на диафрагменном методе замера, разработаны на Украине и используются на всех заправочных колонках. Расходомеры сертифицированы, т.е. входят в реестр средств измерения) практически всех стран СНГ, при этом поверке подлежит вся колонка как расходомерный узел.

Оба варианта востребованы на рынке, при этом стоимость колонок с массовым расходомером выше.

Основными частями заправочной колонки являются:

Корпус;

Массовый расходомер или диафрагменный узел, датчик перепада давления, датчик давления, термопреобразователь сопротивления и электронный расчетный блок;

Электромагнитный клапан;

Гибкие заправочные шланги;

Заправочная головка.

АККУМУЛЯТОРЫ ГАЗА

Для аккумуляторов газа используются баллоны высокого давления или шарообразные емкости. Баллоны выпускаются серийно и имеют значительно меньшую стоимость (рис. 4).



В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ АГНКС ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ, ПОДЛЕЖАЩЕГО ОБЯЗАТЕЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ И ТРЕБУЮЩЕГО РАЗРЕШЕНИЯ НА ПРИМЕНЕНИЕ ОТ ОРГАНОВ ГОСТЕХНАДЗОРА

УСТАНОВКА АДСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА

В установке осушки, применяемые на АГНКС, по методу регенерации адсорберов заложены три основных принципа исполнения:

Регенерация с помощью отбора газа высокого давления из потока уже осушенного газа, его дросселирование, нагрев в масляном или электрическом нагревателе, прохождение через адсорбер и сброс на вход в компрессорную установку, осушка газа осуществляется при высоком давлении на выходе из АГНКС (осушка на выходе);

Регенерация с помощью собственного компрессора установки осушки газа при входном давлении, осушка газа осуществляется при высоком давлении на выходе из АГНКС (осушка на выходе);

Регенерация с помощью собственного компрессора установки осушки газа при входном давлении, осушка газа осуществляется при входном давлении на выходе из АГНКС (осушка на входе).

Основным недостатком установки осушки без компрессора является невозможность регенерации адсорберов при неработающем компрессоре, преимуществом – более низкая себестоимость.

Основным преимуществом установки осушки с компрессором является возможность регенерации адсорберов вне зависимости от работы компрессорных установок АГНКС, что особенно актуально при «рваном» режиме работы. Кроме того, для осушки газа на входе на компрессор поступает уже чистый газ, а за счет большого объема адсорберов регенерация происходит значительно реже, что значительно уменьшает энергетические затраты на проведение регенерации.

Недостатком является более высокая стоимость по сравнению с установкой осушки без компрессора.

СЕРТИФИКАЦИЯ

В Российской Федерации АГНКС входит в перечень оборудования, подлежащего обязательной сертификации и требующего разрешения на применение от органов Ростехнадзора. Это обуславливает необходимость проведения всех этапов постановки продукции на производство в соответствии с ГОСТ 15.001 изделия «АГНКС».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Селезнев В.Е., Алешин В.В., Прялов С.Н. Современные компьютерные тренажеры в трубопроводном транспорте. – М.: МАКС Пресс, 2007. – 200 с.
- Хужаев И.К., Садуллаев Р., Арифжанов А.Ш. Об управлении процессами транспортировки сжимаемых и несжимаемых сред по параллельным трубопроводам // Автоматизация в промышленности. – 2008. – №6. – С.19–20.

REFERENCES

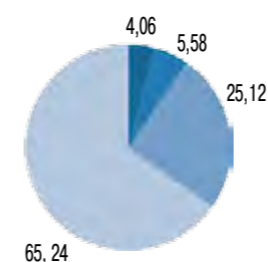
- Seleznnev V.E., Aleshin V.V., Pryalov S.N. Sovremennye komp'yuternye trenazhery v truboprovodnom transporte. Matematicheskiye metody modelirovaniya i prakticheskoye primeneniye. Moscow, MAK Press Publ., 2007. 200 p.
- Khuzhayev I.K., Sadullaev R., Arifzhanov A.Sh. Ob upravlenii protsessami transportirovki szhimayemykh i neszhimayemykh sred po parallel'nyh truboprovodam. Avtomatizatsiya v promyshlennosti, Moscow, 2008, no.6, pp.19-20.

ЕДИНАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



А. Б. ДОМНИН

— Председатель секции
«Газораспределительное
оборудование»



Состояние парка
ГРС ПАО «Газпром»
(соотношение количества
эксплуатируемых ГРС, %)

- менее 5 лет
- от 5 до 10 лет
- от 10 до 20 лет
- более 20 лет

Секция Ассоциации «Газораспределительное оборудование» взаимодействует с подразделениями ПАО «Газпром» в рамках осуществления единой технической политики в части эксплуатации и развития газораспределительных станций (ГРС).

Особое внимание уделяется разработке и внедрению перспективных технологий, среди которых: утилизация энергии сжатого газа, достижение полной энергонезависимости ГРС, применение безлюдных методов работы, развитие проектов подземного размещения ГРС, изготовление ГРС с заложенной в проекте возможностью увеличения производительности за счет применения «съемных» модулей без проведения повторной реконструкции.

Еще одно значимое нововведение, реализовать которое поручено Ассоциации, – это создание каталога оборудования ГРС в виде электронного периодического издания. С инициативой разработки такого информационного ресурса в августе 2014 г. выступил вице-президент Ассоциации, заместитель председателя правления ПАО «Газпром» В.А. Маркелов.

Данное решение продиктовано отсутствием у потребителей и производителей газораспределительного оборудования единого информационного пространства и единых критериев оценки качества выпускаемой продукции.

Это требование времени. В условиях перенасыщенности рынка одними видами отечественного оборудования и наличия дефицита предложений по другим, вполне определенным комплектующим вопрос выбора должен носить объективный характер. Потребители ГРС, их узлов и комплектующих заинтересованы в получении возможности видеть и сравнивать варианты, которые будут соответствовать строгим критериям для отбора, установленным требованиями ПАО «Газпром». Каталог ГРС будет функционировать как периодически обновляемая электронная база данных с подробными техническими характеристиками оборудования ГРС, вариантами комплектации относительно базовых моделей, графическими материалами, информацией о результатах квалификационных испытаний, стоимостными показателями жизненного цикла ГРС и показателями надежности. Пользователь сможет создавать свои варианты комплектации, а также сравнивать технические характеристики и ценовой диапазон.

Целевой аудиторией являются: профильные подразделения ПАО «Газпром», подразделения газотранспортных дочерних обществ, заводы-изготовители оборудования ГРС, проектные институты, организации, планирующие выйти на рынок в качестве производителей или потребителей газораспределительного оборудования.

Концепция каталога предполагает его доступность для специалистов и руководителей предприятий ПАО «Газпром», заводов-изготовителей, проектных и научно-исследовательских институтов, что позволит расширить поле делового общения и оперативно решать производственные задачи по оптимизации газораспределительного и технологического оборудования для нового строительства, реконструкции и капитального ремонта.

В настоящий момент закончена разработка его тестовой версии и ведется работа по наполнению контентом.



ЖУРНАЛ «ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ» –
ОФИЦИАЛЬНЫЙ
ПЕЧАТНЫЙ ОРГАН
АССОЦИАЦИИ

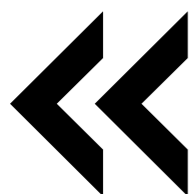
В декабре
2015 г. состоится
очередное заседание
экспертной секции
«Газораспределительное
оборудование», на котором
Департаменту 308 ПАО
«Газпром» планируется
представить тестовую
версию электронного
каталога оборудования ГРС.

Участие в наполнении
тестовой версии приняли
специалисты следующих
предприятий:
ООО Завод
«Газпромаш»,
ЗАО «Уромгаз»,
ООО Завод «Саратов-
газавтоматика»,
ООО «НПП «Авиагаз-
Союз+»



ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ МОЖЕТ БЫТЬ ОБЕСПЕЧЕНА ТОЛЬКО ВО ВЗАИМОДЕЙСТВИИ БИЗНЕСА, ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛЯТОРА, НАУЧНОГО И ЭКСПЕРТНОГО СООБЩЕСТВА. ОДНА ИЗ ПЛОЩАДОК ДЛЯ РЕШЕНИЯ ТЕКУЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ВОПРОСОВ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ – СЕКЦИЯ НТС РОСТЕХНАДЗОРА. О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СЕКЦИИ НТС ПО БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА, ОСНОВНЫХ ПРОБЛЕМАХ ОТРАСЛИ И ПУТЯХ ИХ РЕШЕНИЯ РАССКАЗЫВАЕТ СЕКРЕТАРЬ СЕКЦИИ НТС ИГОРЬ ГАРОЛЬДОВИЧ ГЕРШАНОВИЧ

НТС РОСТЕХНАДЗОРА – ПЛОЩАДКА ДЛЯ ОБСУЖДЕНИЯ ИДЕЙ БИЗНЕСА



ИГОРЬ ГАРОЛЬДОВИЧ, ВЫ СЕКРЕТАРЬ СЕКЦИИ ПО БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НТС РОСТЕХНАДЗОРА. РАССКАЖИТЕ, ПОЖАЛУЙСТА, О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭТОГО ОРГАНА.

И.Г. – НТС Ростехнадзора занимается рассмотрением и выработкой рекомендаций по особо важным проблемам научно-технической политики, отнесенным к компетенции Ростехнадзора. В частности – вопросами науки, инноваций, вопросами изучения передового опыта повышения уровня промышленной безопасности, который компании и организации у себя внедряют.

Секция была создана в 2011 г., ее отличает очень широкое представительство

экспертного, научного сообщества и бизнеса. Сегодня ее участниками являются 98 человек из 48 компаний и организаций.

Одной из эффективных форм деятельности секции являются выездные заседания. Как правило, такие заседания проводятся в расширенном составе: кроме членов секции приглашаются представители центрального и региональных органов Ростехнадзора, заинтересованные специалисты сторонних организаций. Принимающей стороной вы-

ступают ведущие российские нефтегазовые компании, желающие поделиться своим опытом внедрения передовых технологий, показать коллегам и регулирующим органам введенные в эксплуатацию объекты, на которых применены инновационные элементы контроля промышленной безопасности. Тематика заседаний связана с направлением деятельности предприятия. Выездные заседания позволяют расширить круг решаемых вопросов, максимально приблизиться к решению конкретных произ-

А ЧЕМ КОНКРЕТНО ЗАНИМАЕТСЯ ВАША СЕКЦИЯ? ЧЕГО УЖЕ УДАЛОСЬ ДОСТИЧЬ ЗА ИСТЕКШИЕ 4 ГОДА?

И.Г. – Основное направление нашей деятельности – разработка и согласование нормативной документации, которая необходима для безопасной работы отрасли. В этом вопросе основным приоритетом для нас является качество проработки создаваемых документов.

Если переходить к цифрам, то за время существования секции был разработан и утвержден 21 нормативный документ. Кроме того, были согласованы 10 нормативно-технических документов (НТД), разработанных компаниями и организациями в инициативном порядке. Это, как правило, корпоративные документы или же документы отраслевые.

Также был рассмотрен 31 вопрос, касающийся прогрессивных технологий и опыта работ в области промышленной безопасности, в частности по итогам работы секции были внедрены инструменты, позволившие сократить затраты предприятий и повысить эффективность их деятельности.

Например, после аварии на ООО «Ставролен» была внедрена программа «Проведение экспертизы промышленной безопасности колонного оборудования ООО «Ставролен», попавшего в зону возгорания 15.12.2011 г.», которая позволила избежать полной замены оборудования и выбрать средства неразрушающего контроля, позволяющие оптимально определить возможность эксплуатации сверхнормативного срока теплообменного оборудования, изготовленного из алюминиевых сплавов марок типа АМг5.

Кроме того, мы проводим заседания в рамках крупных нефтегазовых форумов, что позволяет привлекать участников со всей страны, а также из-за рубежа. Мы не замыкаемся в рамках своей секции, мы открыты для бизнеса и научного сообщества. Чем шире круг людей, которые готовы и хотят обсуждать вопросы отрасли, искать пути их решения, тем

ПОМИМО СТАВРОЛЕНА НА КАКИХ-ТО ПРЕДПРИЯТИЯХ ЭТА ПРОГРАММА ПОЛУЧИЛА ДАЛЬНЕЙШЕЕ РАСПРОСТРАНЕНИЕ?

И.Г. – Безусловно, к этой программе был проявлен определенный интерес, возможно, какие-то подходы были взяты на вооружение другими предприятиями. Но поскольку программа создавалась непосредственно под событие на «Ставролене», рассматривалось именно то оборудование, которое было повреждено определенным образом, применять эту программу на других производствах в неизменном виде недопустимо. Но сам по себе опыт был интересным.

Я могу еще назвать вопрос увеличения межремонтного периода оборудования, который становится сейчас все более популярным среди нефтеперерабатывающих заводов. Обычно изготовитель технологического оборудования в своей документации указывает нормативные сроки, в течение которых должно проводиться обследование оборудования. Для этого необходимо частично или полностью остановить процесс производства. Производителю в этом случае несет убытки. Чтобы эти убытки минимизировать, сейчас разрабатываются программы, позволяющие увеличивать межремонтный период за счет соответствующего мониторинга, анализа рисков и компенсирующих мероприятий. Таким образом, в каждом конкретном случае подобные программы могут помочь собственнику сэкономить средства. ▣



Секретарь секции НТС Игорь Гарольдович Гершанович

