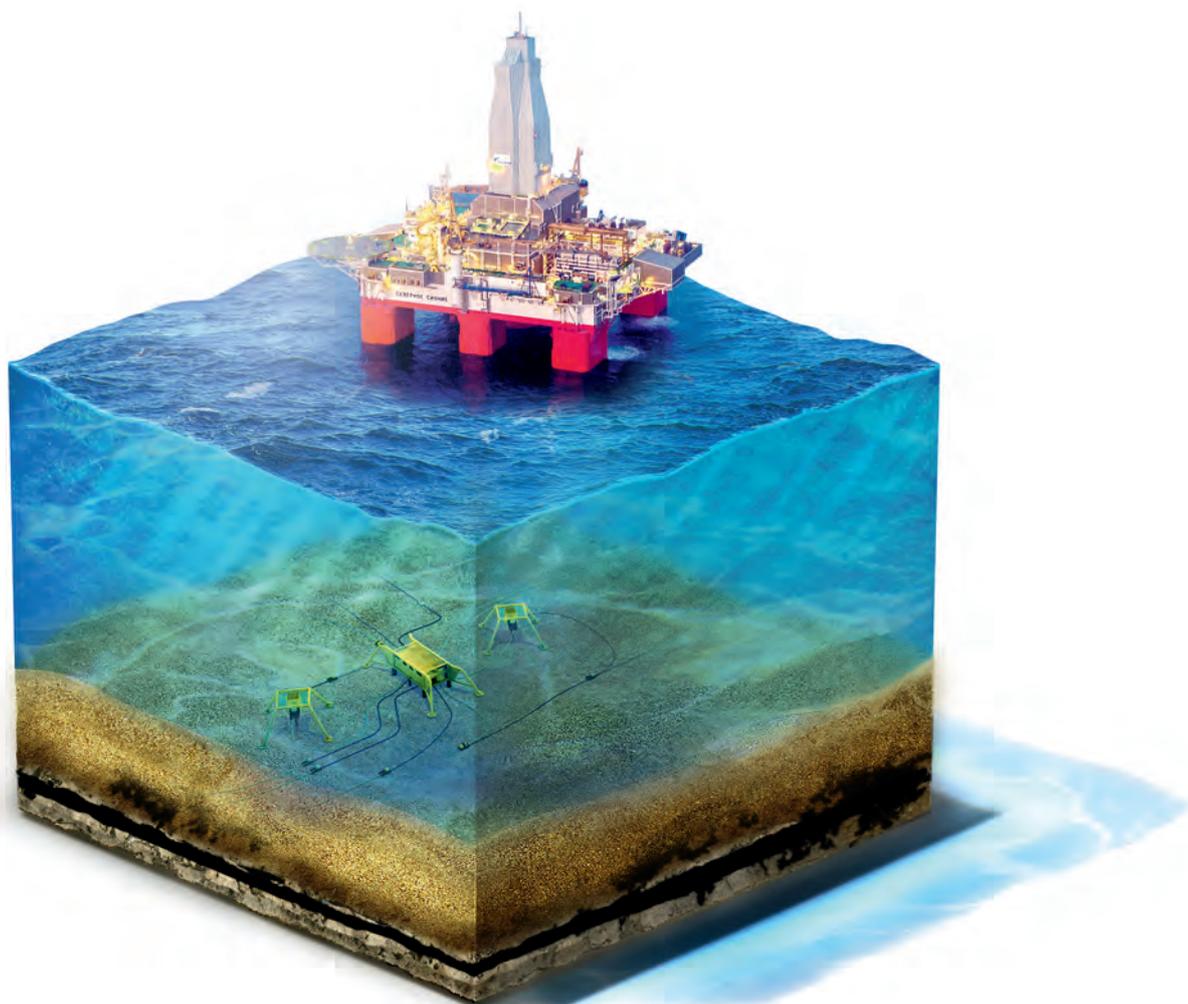


ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

№10

791 | 2019

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЖУРНАЛ, ИЗДАЕТСЯ С 1956 г.,
ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ РЕЦЕНЗИРУЕМЫХ НАУЧНЫХ ИЗДАНИЙ ВАК



- 32 **МОБИЛЬНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ**
- 66 **ВЫБОР ТОЛЩИНЫ КОРПУСА ПОДВОДНОГО НЕФТЕГАЗОВОГО СООРУЖЕНИЯ**
- 82 **СИНКЛИНАЛЬНЫЕ МЕЖГРЯДОВЫЕ ЗОНЫ КАК НОВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ЧОКРАКСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ ТАМАНСКОГО
ПОЛУОСТРОВА**

АСОГО

Ассоциация строительных организаций
газовой отрасли

www.asogo.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР

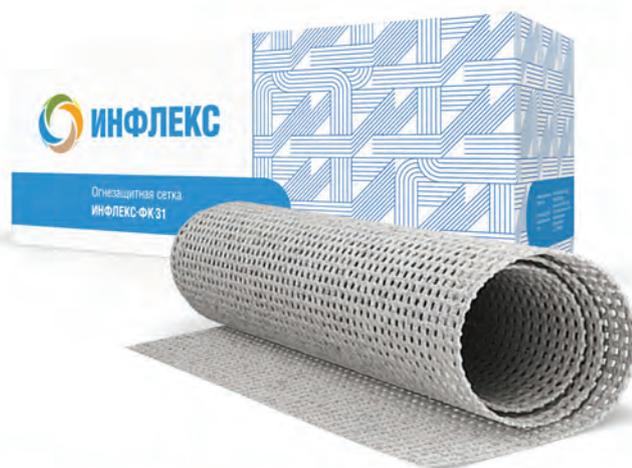


Огнезащитная сетка ИНФЛЕКС-ФК-31

ПОБЕЖДАЯ ОГОНЬ

Огнезащитная сетка Инфлекс-ФК-31 предназначена для предотвращения распространения пламени по оболочкам электрических кабелей и локализации пожара, возникшего в кабельной линии.

- Российское производство
- Легкость в установке и эксплуатации
- Эластичность и износостойкость
- Влагостойкость
- Срок службы – не менее 25 лет



mngs.rf | +7 (812) 600-90-00



на правах рекламы



Уважаемые читатели!

Состоявшийся в начале октября IX Петербургский международный газовый форум продемонстрировал актуальные достижения технологического развития отрасли и сформировал приоритеты на будущее. В целом можно говорить о том, что задачи импортозамещения по всем производственным процессам успешно решаются, большинство промышленных предприятий вышли на импортоопережение, формирующее новый облик нефтегазовой отрасли. Экспозиционная площадка форума в этом году стала местом демонстрации успешных результатов реализации масштабных долгосрочных программ с участием Минпромторга России, ПАО «Газпром», десятков отечественных промышленных предприятий, в том числе оборонного и космического профиля. В числе главных экспонатов было представлено основное оборудование подводного добычного комплекса полностью российской разработки, испытания которого будут завершены до конца 2019 г., после чего возможно начало серийного производства. Кроме того, на экспозиции форума можно было увидеть два новых газотурбинных двигателя отечественного изготовления – СТ-41 и ПС-90 с низкоэмиссионной камерой сгорания.

Опыт показывает, что наиболее эффективным инструментом противостояния вызовам времени служит стратегическое партнерство топливно-энергетических компаний, как в мировом, так и национальном масштабах. Эта идея получила всестороннее обсуждение в рамках конгрессной программы ПМГФ-2019, в том числе в ходе заседания «Отраслевая нефтегазовая инициатива по стандартизации и оценке соответствия». Меморандум о создании автономной некоммерческой организации по стандартизации, разрабатывающей систему добровольной сертификации для компаний российского ТЭК на базе СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ и получившей одобрение Правительства Российской Федерации, в начале лета 2019 г. подписали ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «СИБУР Холдинг». В этом месяце Меморандум также подписало ПАО «Татнефть». В перспективе ожидается подписание документа со стороны ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НОВАТЭК», ПАО «НК «Транснефть». Высока вероятность выхода данной отраслевой инициативы на международный рынок, что подтвердил принимавший участие в заседании Председатель Правления АО «Узбекнефтегаз» Б.Б. Сидиков.

Убедительными свидетельствами развивающегося международного партнерства стали и другие события форума. Европейский и российский этапы маршрута автопробега «Голубой коридор – газ в моторы 2019», финишировавшего 3 октября в Санкт-Петербурге, продемонстрировали преимущества газомоторной техники в экономическом и экологическом отношении. К пробегу были приурочены круглые столы и конференции в разных городах и странах, ввод в эксплуатацию газозаправочных станций и презентация новых моделей газотопливного транспорта. 4 октября в рамках форума состоялась торжественная церемония награждения победителей Международного конкурса молодых ученых «Нефтегазовые проекты: взгляд в будущее». Занявший первое место доцент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина В.А. Цыганков с проектом «Технология гидроразрыва пласта на основе сжиженного нефтяного газа для разработки газовых и нефтяных месторождений» был награжден полугодовой стажировкой в Германии в Linde AG – компании, днем ранее заключившей с «Газпромом» договор о создании совместного инжинирингового предприятия. В предлагаемом вашему вниманию номере журнала «Газовая промышленность» все эти события получат подробное освещение.

На страницах номера также найдут отражение следующие актуальные темы: многовариантный риск-анализ добычи газа на шельфовом газоконденсатном месторождении, применение мембранных технологий в хранении и транспортировке сжиженного природного газа и в производстве гелия, новые технологические решения в области бурения низкопроницаемых коллекторов и герметизации трубопроводов и др.

Как мы можем видеть, многие исследования и разработки сегодня оказывают влияние не только на конкретный узкий отраслевой сегмент, но и на смежные производственные области. Точно так же «перетекает» из процесса в процесс труд ученых, технических специалистов, руководителей, в итоге цементируя крепкий базис нефтегазовой отрасли, укрепляя энергобезопасность страны и повышая качество жизни каждого ее гражданина.

*Заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром»,
главный редактор журнала «Газовая промышленность»
В.А. Маркелов*



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕДАКЦИЯ

ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Камелот Паблшинг»

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР:
ГУЛИЕВА А.М.

ДИРЕКТОР ПО МАРКЕТИНГУ:
ВОСТРУХОВА Е.О.

НАУЧНЫЙ РЕДАКТОР:
ЕМЕЛИНА А.Л., к.х.н.

НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ:
ХАРИОНОВСКИЙ В.В., д.т.н., проф., акад. РАЕН

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
КРОПОТКИНА О.В.

РЕДАКТОР:
КОНСТАНТИНОВ Д.А.

РУКОВОДИТЕЛЬ ОТДЕЛА РЕКЛАМЫ:
КОНОВАЛОВА О.В.

ОТДЕЛ РЕКЛАМЫ:
АЛИЕВА Е.Ф., АЛИЕВА Э.Ф., ГРАДИНАРЬ Р.В.,
ДЕРЮГИНА Ю.А., ДОЗОРОВА Е.В., ЕРМАКОВА Е.Ю.,
ЕРМАКОВА К.Ю., ИСАКОВА Т.А., КАЗЕННОВА О.А.,
ПАНИНА С.Н., САЗОНОВА Н.В., ХЛЕБНАЯ Н.А.

ВЕРСТКА, ДИЗАЙН:
СОНИН Л.Б.
ХОТЯЕВА А.И.

КОРРЕКТУРА:
ПОРТНОВА Т.В.

ОТДЕЛ ПОДПИСКИ:
ВАСИЛЬЕВА И.В., ВОЛКОВА Л.Н.

АДРЕС РЕДАКЦИИ
108811, РФ, г. Москва, пос. Московский, а/я 1688
Тел/факс: +7 (495) 240-54-57
E-mail: info@neftegas.info
www.neftegas.info

Журнал входит в Перечень рецензируемых научных изданий, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ для публикации основных результатов диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук. Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-34441 от 28.11.2008 г., выданное Роскомнадзором.

Подписано в печать 25.10.2019
Формат 60 × 90/8. Бумага мелованная. Печать офсетная.
Тираж 10 000 экз.
Цена свободная.
Фотографии в номер предоставлены ПАО «Газпром», дочерними компаниями.
Отпечатано в ОАО «Московская газетная типография», 123995, РФ, Москва, ул. 1905 года, д. 7.

Перепечатка опубликованных материалов допускается только по согласованию с редакцией. Представителем авторов публикаций в журнале является издатель.

Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях.

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

№ 10 | 791 | 2019 г.

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР
МАРКЕЛОВ В.А.

член Правления, заместитель Председателя Правления
ПАО «Газпром», к.т.н.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ
АКСЮТИН О.Е.

член Правления, заместитель Председателя Правления,
начальник Департамента ПАО «Газпром», д.т.н.,
чл.-корр. РАН, член АТН РФ

БУДЗУЛЯК Б.В.
президент СРО АСГИНК, вице-президент АТН РФ,
д.т.н., проф.

ВАСИЛЬЕВ Г.Г.
заведующий кафедрой «Сооружение и ремонт
газонефтепроводов и хранилищ» РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина, д.т.н., проф.

ГАФАРОВ Н.А.
руководитель Центра по освоению нетрадиционных
ресурсов нефти и газа ИПНГ РАН, д.т.н., акад. РАЕН,
МАТН, АГН

ГРИГОРЬЕВ Б.А.
ученый секретарь ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.т.н., проф.,
чл.-корр. РАН

ГУЛИЕВА А.М.
генеральный директор ООО «Камелот Паблшинг»

ДМИТРИЕВСКИЙ А.Н.
главный научный сотрудник, научный руководитель
ИПНГ РАН, заместитель председателя Ученого совета
ИПНГ РАН, д.г.-м.н., проф., акад. РАН

ЕРМОЛАЕВ А.И.
заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация
газовых и газоконденсатных месторождений» РГУ нефти
и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.т.н., проф.

ИСТОМИН В.А.
главный научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
д.х.н., проф., член АГН, РАЕН

ИШКОВ А.Г.
заместитель начальника Департамента
ПАО «Газпром» — начальник Управления,
д.х.н., проф., вице-президент и акад. РЭА,
акад. РАЕН, акад. МАТН

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

КИСЛЕНКО Н.А.
заместитель начальника Департамента ПАО «Газпром»,
генеральный директор ООО «НИИгазэкономика», к.т.н.

КОРОЛЕНКО А.М.
декан факультета «Проектирование, сооружение
и эксплуатация систем трубопроводного транспорта»,
заведующий кафедрой «Нефтепродуктообеспечение
и газоснабжение» РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина, д.т.н., проф.

Ежемесячный научно-технический и производственный журнал
Основан в январе 1956 года
УЧРЕДИТЕЛЬ — ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

КРЫЛОВ П.В.
начальник Департамента ПАО «Газпром», к.т.н.

ЛАПИДУС А.Л.
заведующий кафедрой «Газохимия» РГУ нефти и газа
(НИУ) имени И.М. Губкина, д.х.н., чл.-корр. РАН

ЛЮГАЙ Д.В.
д.т.н.

МАРТЫНОВ В.Г.
председатель Центрального правления
МОО «НТО НГ имени акад. И.М. Губкина»,
ректор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
к.г.-м.н., д.э.н., проф., действ. чл. МАН ВШ, РАЕН

МИТРОХИН М.Ю.
д.т.н.

МИХАЛЕНКО В.А.
член Правления, начальник Департамента
ПАО «Газпром», к.т.н.

ПАНКРАТОВ С.Н.
начальник Департамента ПАО «Газпром», к.э.н.

ПОЗДНЯКОВ А.П.
член Ученого совета по защите диссертаций
по направлению «Геоэкология» РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина, д.т.н., проф., акад. РЭА

ПОТАПОВ А.Г.
заместитель директора Центра разработки
и эксплуатации газовых и нефтегазовых
месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
д.т.н., проф.

СЕЛЕЗНЕВ К.Г.
генеральный директор ООО «РусХимАльянс», к.э.н.

СКРЫННИКОВ С.В.
начальник Департамента ПАО «Газпром»

СПЕКТОР Ю.И.
первый заместитель генерального директора
АО «Газпром промгаз», д.т.н.

ФИЛИППОВ С.П.
директор ИНЗИ РАН, д.т.н., акад. РАН

ХАРИОНОВСКИЙ В.В.
д.т.н., проф., акад. РАЕН

ЧЕРЕПАНОВ В.В.
генеральный директор ООО «Газпром геологоразведка»,
ООО «Газпром георесурс», заместитель генерального
директора ООО «Газпром инвест», к.г.-м.н.,
член АТН РФ

ШАБАЛОВ И.П.
председатель Координационного совета Ассоциации
производителей труб, генеральный директор
ООО «Трубные инновационные технологии», д.т.н.



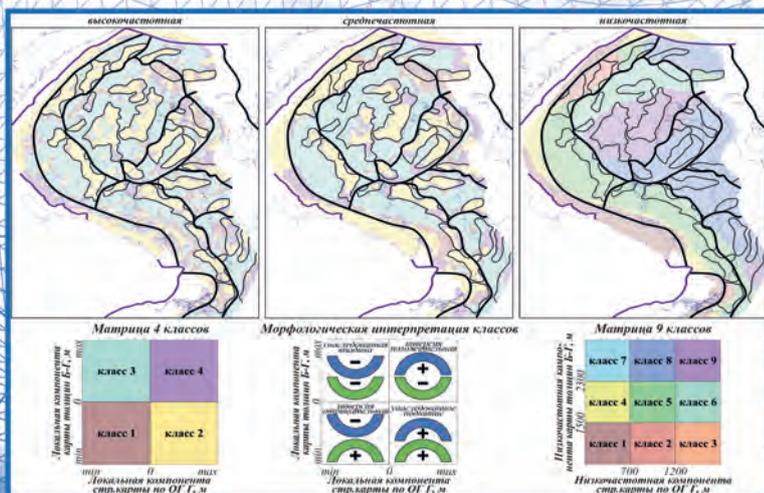
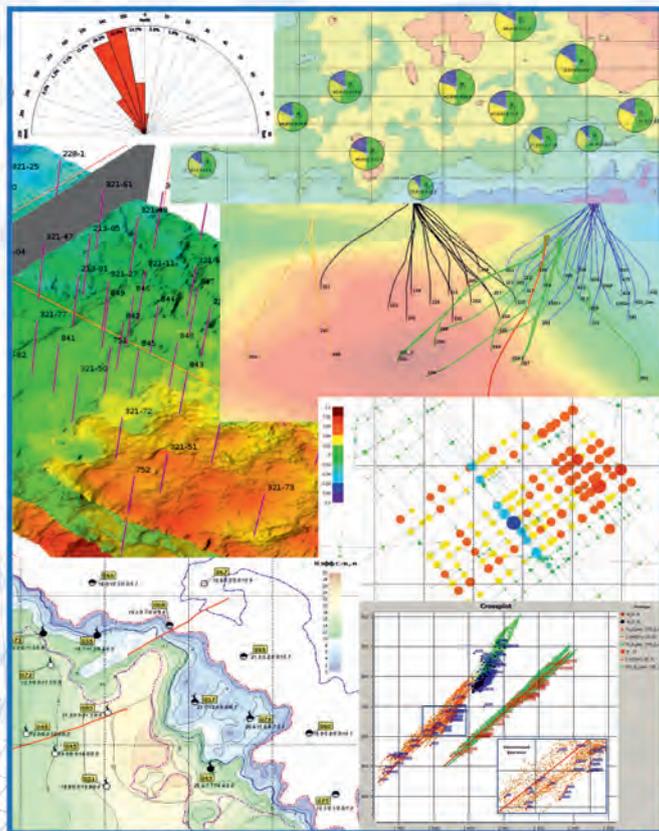
Современная исчерпывающая технология построения и дизайна 2D геолого-геофизических моделей

Программа ПО IngeosMAP (iMAP)® включает в себя полную технологию работы с 2D – геологическими моделями и будет полезна геологам, интерпретаторам, специалистам по геологическому моделированию и по подсчету запасов.

К основным конкурентным преимуществам программы iMAP относится наличие таких важных опций для работы специалистов, как:

- быстроедействие, удобный и дружелюбный интерфейс;
- автоматизация рутинных задач и операций (например, посадка на скважины, частотная декомпозиция и др.);
- автоматизированный метод валидации скважин, корректная реализация построения дизъюнктивного варианта сетки;
- контролируемый расчет данных инклинометрии скважин;
- удобное редактирование сеточных моделей;
- работа с большими массивами данных (BIG DATA);
- новая реализация технологии мультилинейной регрессии;
- наличие калькулятора пересчета координат;
- удобная визуализация результатов;
- оформление приложения для вывода на печать;
- широкие возможности импорта и экспорта данных;
- хорошо иллюстрированное практическими примерами пособие по работе с программным обеспечением.

За 2015–2019 гг. выполнено более 30 проектов с использованием ПО IngeosMAP (iMAP)®: на суше – Западная Сибирь, Восточная Сибирь, Волго-Уральская и Северо-Кавказская провинции, Тимано-Печорский бассейн; на шельфе – Баренцево море, Карское море. По результатам выполненных работ были открыты новые месторождения: имени В.А. Динкова и Нярмейское в акватории Карского моря и Оурьинское в ХМАО.



Технология IngeosMAP (iMAP)®

Карты парных классификаций по различным частотным компонентам (использовались как основа при составлении структурно-тектонической схемы районирования берриас-сеноманского комплекса отложений Ямало-Карского региона)





НОВОСТИ

8

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ

«ИНФЛЕКС-ФК-31» – технологичный, быстрый и безопасный способ огнезащиты кабелей

28

И.М. Тамеев, С.Н. Сосков, А.С. Зимняков, А.В. Утяшов
Мобильная компрессорная станция нового поколения

32

С.В. Прокопов, Л.А. Бабушкин
Влияние давления газа на измерение температуры точки росы сорбционно-емкостными датчиками

36

В.А. Шурыгин, И.В. Ковшов
«Титан-Баррикады» – диверсификация и импортозамещение

42

И.М. Ежов
Обеспечение герметичности внутренней полости трубопроводов в процессе строительства

46

АВТОМАТИЗАЦИЯ

Бесперебойная подача газа с интеллектуальной системой автоматизированного управления

52

ГАЗОМОТОРНОЕ ТОПЛИВО

«Голубой коридор – газ в моторы 2019»: о пробеге в деловом формате

54

«РариТЭК» строит газомоторное будущее

64

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА

В.Б. Хазеев, Ч.С. Гусейнов
Выбор толщины корпуса подводного нефтегазового сооружения

66

Д.С. Перевалов, К.А. Кононенко, А.А. Шахов, Д.А. Вирский, Д.О. Скворцов, О.А. Лознюк
Применение многовариантных расчетов для оценки добычи газа в условиях неопределенности геолого-промысловой информации

70

ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

М.А. Григорьев, И.А. Денекин
Синклинальные межгрядовые зоны как новое направление геологоразведочных работ на чокракские отложения Таманского полуострова

82

И.А. Гуськова, И.И. Маннанов, И.М. Храмушина, Л.Р. Шайхразиева
Экспериментальные исследования по обоснованию применения ПАВ для повышения эффективности добычи высоковязкой нефти в условиях высокой неоднородности коллектора

88

БУРЕНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

С.О. Бороздин, В.М. Подгорнов
Кинетика капиллярной пропитки при вскрытии бурением низкопроницаемых гранулярных коллекторов

94

СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

И.П. Шабалов, В.Я. Великоднев, С.Ю. Настич
Материалы для крупнотоннажных емкостей для хранения СПГ

100

ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

Импортозамещающее оборудование «Мехмаш» для перспективных проектов ПАО «Газпром»

107

ПЕРЕРАБОТКА ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Ю.А. Гужель
Мембранная технология как перспективный метод получения гелия

108

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ЗА РУБЕЖОМ

И.Г. Родичкин, А.Ю. Климентьев
Газовые хабы Причерноморья

112

ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА И УПРАВЛЕНИЕ

Е.С. Гервиц, Л.В. Шамис, М.А. Галактионова, Д.А. Гуттаковский, О.Г. Калашникова
Планирование затрат на консервационные работы объектов основных средств в системе ПАО «Газпром»

122

ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

П.А. Курочкин
Методы учета влияния человеческого фактора в управлении производственными рисками

126



СТАНДАРТИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ

Перечень документов системы стандартизации ПАО «Газпром» (СТО Газпром, Р Газпром), утвержденных и зарегистрированных в период с 01.08.2019 по 31.08.2019

134

Перечень документов системы стандартизации ПАО «Газпром» (СТО Газпром, Р Газпром), утвержденных и зарегистрированных в период с 01.09.2019 по 30.09.2019

138

Перечень отмененных документов системы стандартизации ПАО «Газпром» (СТО Газпром, Р Газпром) в период с 01.09.2019 по 30.09.2019

144





АМУРСКИЙ ГПЗ

ПРОЕКТ СТРОИТЕЛЬСТВА НОВОГО ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА —
№1 В РОССИИ И №2 В МИРЕ ПО МОЩНОСТИ



САМОЕ СОВРЕМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ. САМЫЕ СОВРЕМЕННЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ В ОБЛАСТИ ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ.

С 2019 ГОДА АМУРСКИЙ ГПЗ НАЧИНАЕТ НАБОР ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ПЕРСОНАЛА

КАРЬЕРА
НА АМУРСКОМ ГПЗ
OK@AMURGPZ.RU

ЖДЕМ ВАШИ РЕЗЮМЕ!
ok@amurgpz.ru



Monthly scientific, engineering,
and industrial journal
Founded in 1956

Founder
GAZPROM PJSC

EDITOR-IN-CHIEF
MARKELOV V.A.

EDITORIAL ADVISORY BOARD:

AKSYUTIN O.E.
BUDZULYAK B.V.
CHEREPANOV V.V.
DMITRIEVSKY A.N.
ERMOLAEV A.I.
FILIPPOV S.P.
GAFAROV N.A.
GRIGORIEV B.A.
GULIEVA A.M.
ISHKOV A.G.
ISTOMIN V.A.
KASYAN E.B.
KHARIONOVSKY V.V.
KISLENKO N.A.
KOROLENOK A.M.
KRYLOV P.V.
LAPIDUS A.L.
LYUGAY D.V.
MARTYNOV V.G.
MIKHALENKO V.A.
MITROKHIN M.Yu.
PANKRATOV S.N.
POTAPOV A.G.
POZDNYAKOV A.P.
PROZOROV S.F.
SELEZNEV K.G.
SHABALOV I.P.
SKREPNIYUK A.B.
SKRYNNIKOV S.V.
SPEKTOR Yu.I.
VASILIEV G.G.

EDITORIAL STAFF

Publisher: Camelot Publishing LLC
General director: Gulieva A.M.
Marketing director: Vostrukhova E.O.
Scientific editor: Emelina A.L.
Scientific consultant: Kharionovskiy V.V.
Publishing editor: Kropotkina O.V.
Editor: Konstantinov D.A.
Head of advertising dept.: Konovalova O.V.
Advertising dept.: Alieva Ek.F., Alieva E.L.F.,
Gradinar R.V., Deryugina Yu.A., Dozorova E.V.,
Ermakova E.Yu., Isakova T.A., Ermakova K.Yu.,
Kazennova O.A., Khibnaya N.A., Panina S.N.,
Sazonova N.V.
Composition and design: Sonin L.B., Khoteeva A.I.
Proofreading: Portnova T.V.
Subscription dept.: Vasil'eva I.V., Volkova L.N.

EDITORIAL OFFICE

108811, Russian Federation, Moscow,
set, Moskovskiy, PO box 1688
Phone/fax: +7 (495) 240-54-57
E-mail: info@neftegas.info
The journal is included in the list of Higher
Attestation Commission, "the leading reviewed
scientific journals and editions in which the basic
scientific results of dissertations on competition
of scientific degrees of doctor and candidate
of sciences should be published".

**SUBSCRIPTION INDEX IN THE CATALOGUE
OF ROSPECHAT 81450**

It's possible to subscribe at Camelot Publishing LLC
by phone: +7 (495) 240-54-57
or by mail: gp@neftegas.info
Print in 10 000 copies
Agreed price
Signed to press on 25.10.2019
All photos are provided by GAZPROM PJSC,
subsidiary companies
Printed in OAO Moskovskaya Gazetnaya Tipografiya,
7 1905 goda st., Moscow, 123995, the Russian
Federation.
The materials published in the GAS INDUSTRY journal
can not be reproduced without the editorial office's
consent. The editorial office is not responsible
for reliability of the information contained
in advertising materials.



NEWS 8

NEW TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT
**INFLEX-FK-31: High tech, quick,
and safe way of cable fire retardance** 28

I.M. Tameev, S.N. Soskov,
A.S. Zimnyakov, A.V. Utyashov
Next generation mobile compressor station 32

S.V. Prokopov, L.A. Babushkin
**Gas pressure impact on the dew point
measurement via sorption capacitive
sensors** 36

V.A. Shurygin, I.V. Kovshov
**Titan-Barrikady: Diversification
and import substitution** 42

I.M. Ezhov
**Ensuring the leak tightness of pipeline
bores during construction** 46

AUTOMATION
**Uninterrupted gas supply with smart
automated control system** 52

GAS ENGINE FUEL
**Blue Corridor: Gas into engines 2019.
Speaking of run in a business way** 54

RariTEK is building the gas motor future 64

OFFSHORE DEVELOPMENT
V.B. Hazeyev, Ch.S. Guseinov
**Selecting the thickness of underwater oil
and gas facility shell** 66

D.S. Perevalov, K.A. Kononenko,
A.A. Shakhov, D.A. Virskiy, D.O. Skvortsov,
O.A. Loznyuk
**Using multivariant calculations to estimate
gas production under the uncertainty
of field and geological information** 70

GEOLOGY AND MINING
M.A. Grigoriev, I.A. Denekin
**Synclinal swale zones as a new direction
of geological prospecting works at Chokrak
deposits on the Taman Peninsula** 82

I.A. Guskova, I.I. Mannanov,
I.M. Khramushkina, L.R. Shaykhrzieva
**Experimental study on justification
of using surfactants to enhance
the efficiency of high viscosity oil
production under the high inhomogeneity
of reservoir** 88

DRILLING AND WELL CONSTRUCTION
S.O. Borozdin, V.M. Podgornov
**Kinetics of capillary imbibition when
drilling in low-permeable granular r
eservoirs** 94

LIQUEFIED NATURAL GAS
I.P. Shabalov, V.Ya. Velikodnev,
S.Yu. Nastich
Materials for LNG bulk containers 100

GAS DISTRIBUTION AND GAS SUPPLY
Mekhmash import substitutional
equipment for the promising projects
of Gazprom PJSC 107

GAS AND GAS CONDENSATE PROCESSING
Yu.A. Guzhel
**Membrane technology as a promising
method for the production of helium** 108

INTERNATIONAL GAS INDUSTRY
I.G. Rodichkin, A.Yu. Klimentyev
Gas hubs of the Black Sea region 112

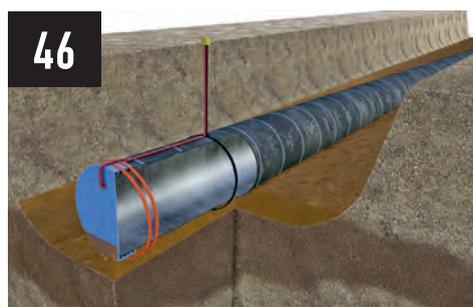
**ORGANIZATION OF PRODUCTION
AND MANAGEMENT**
Ye.S. Gervits, L.V. Shamis,
M.A. Galaktionova, D.A. Guttakovskiy,
O.G. Kalashnikova
**Cost planning for conservation works
at fixed assets of Gazprom PJSC system** 122

**OCCUPATIONAL PROTECTION
AND INDUSTRIAL SAFETY**
P.A. Kurochkin
**Methods for consideration of human
factor impact in production risk
management** 126

**STANDARDIZATION
AND QUALITY MANAGEMENT**
**List of documents of Gazprom PJSC
standardization system (STO Gazprom,
R Gazprom), approved and registered
during the period from 1.08.2019
to 31.08.2019** 134

**List of documents of Gazprom PJSC
standardization system (STO Gazprom,
R Gazprom), approved and registered
during the period from 1.09.2019
to 30.09.2019** 138

**List of documents of Gazprom PJSC
standardization system (STO Gazprom,
R Gazprom), canceled during the period
from 1.09.2019 to 30.09.2019** 144



КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ: в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

14–15 апреля 2020

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»
www.oilandgasforum.ru

20-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ–2020



13–16 апреля 2020

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»
www.neftegaz-expo.ru

12+

Реклама



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР





ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

1–4 октября в КВЦ «ЭКСПОФОРУМ» (Санкт-Петербург, Россия) состоялся IX Петербургский международный газовый форум. В этом году форум собрал свыше 30 тыс. участников из 55 стран. На экспозиционном пространстве площадью более 40 тыс. м² были развернуты шесть выставок. Конгрессная программа насчитывала порядка 90 конференций, заседаний и круглых столов. В рамках форума прошли церемонии награждения лауреатов двух отраслевых конкурсов, Молодежный день, финишировал международный автопробег «Голубой коридор – газ в моторы 2019».

Центральным событием деловой программы Петербургского международного газового форума – 2019 (ПМГФ–2019) стало пленарное заседание с участием руководства ведущих нефтегазовых компаний мира. В этом году тема заседания звучала как «Стратегические приоритеты международного энергетического партнерства».

В своем выступлении заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром», генеральный директор ООО «Газпром экспорт» Е.В. Бурмистрова назвала попытки нефтегазовых компаний использовать регулирующие рынок нормы в интересах бизнеса вредными для инвестиционного климата и экономики в целом. Говоря о климате планетарном, представитель «Газпрома» отметила технологическую невозможность радикального отказа от традиционных энергоносителей для сокращения выбросов CO₂, поскольку подобный шаг принесет больше вреда, чем пользы, лишив работы множество людей. Тему климатической ориентированности отрасли продолжил председатель правления, главный исполнительный директор компании Wintershall

Dea GmbH Марио Мерен, сообщив, что отказ Германии от угольных электростанций снизил ежегодные выбросы CO₂ на 20 %. Он также призвал компании отрасли к сотрудничеству по диверсификации рынка, приведя в качестве примера ряд совместных проектов Wintershall Dea и ПАО «Газпром» в области добычи углеводородов, их транспортировки, реализации совместных НИОКР, а также обучения сотрудников.

Идею объединения главных игроков рынка поддержал президент Международного газового союза Джо М. Канг, подчеркнув, что переход на новую энергетическую политику не произойдет легко и мгновенно. Необходимы инновации и технологии, совместные проекты, диалог с общественностью. О смене энергетической парадигмы в Европе, характеризующейся переходом с угольной и атомной генерации на газ, говорил в своем докладе председатель правления компании VNG AG Ульф Хайтмюллер. Он отметил, что сейчас непокрытая потребность Европы в природном газе составляет порядка 120 млрд м³. Ее могут удовлетворить поставки из России.

Директор по газовому бизнесу и новым источникам энергии, член исполнительного комитета компании Royal Dutch Shell plc Маартен Ветселаар отметил, что у отрасли впереди еще много задач, помимо сокращения выбросов углекислого газа. По его мнению, одним из векторов дальнейшего развития служит водородная энергетика, способная продлить востребованность природного газа на столетия вперед. Активно разрабатывая данное направление, Shell в настоящее время создает сеть из 64 водородных заправочных станций, а также инициирует проект создания морских судов, использующих в качестве топлива водород.

К основным причинам некоторой наблюдаемой «нервозности» газового рынка председатель правления, главный исполнительный директор OMV AG Райнер Зеле отнес отсутствие вклада Европейского союза в развитие газовой инфраструктуры при одновременном блокировании внешних инвестиций, например, ПАО «Газпром» в партнерстве с рядом нефтегазовых компаний. Спикер также отметил, что европейский рынок при этом ощутимо нуждается в импорте газа, а выходом из ситуации станет диверсификация путей поставок.

С перспективами углеводородного рынка КНР аудиторию заседания ознакомил вице-президент компании PetroChina Лин Сяо. По его словам, ратифицировавший требования Парижских соглашений Китай за счет использования природного газа намеревается оставить позиции мирового лидера по вредным для экологии выбросам.

К числу важнейших международных проектов Китая господин Лин Сяо отнес государственную инициативу «Арктическая энергетическая жемчужина» (инвестиции в добывающие мощности и мощности по производству сжиженного природного газа российского Севера с общей долей 10 %) и проект «Сила Сибири», позволяющий обеспечить трубопроводным газом весь Северо-Восток и Восток Китая.

16-й МОСКОВСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ИННОВАЦИОННЫЙ ФОРУМ

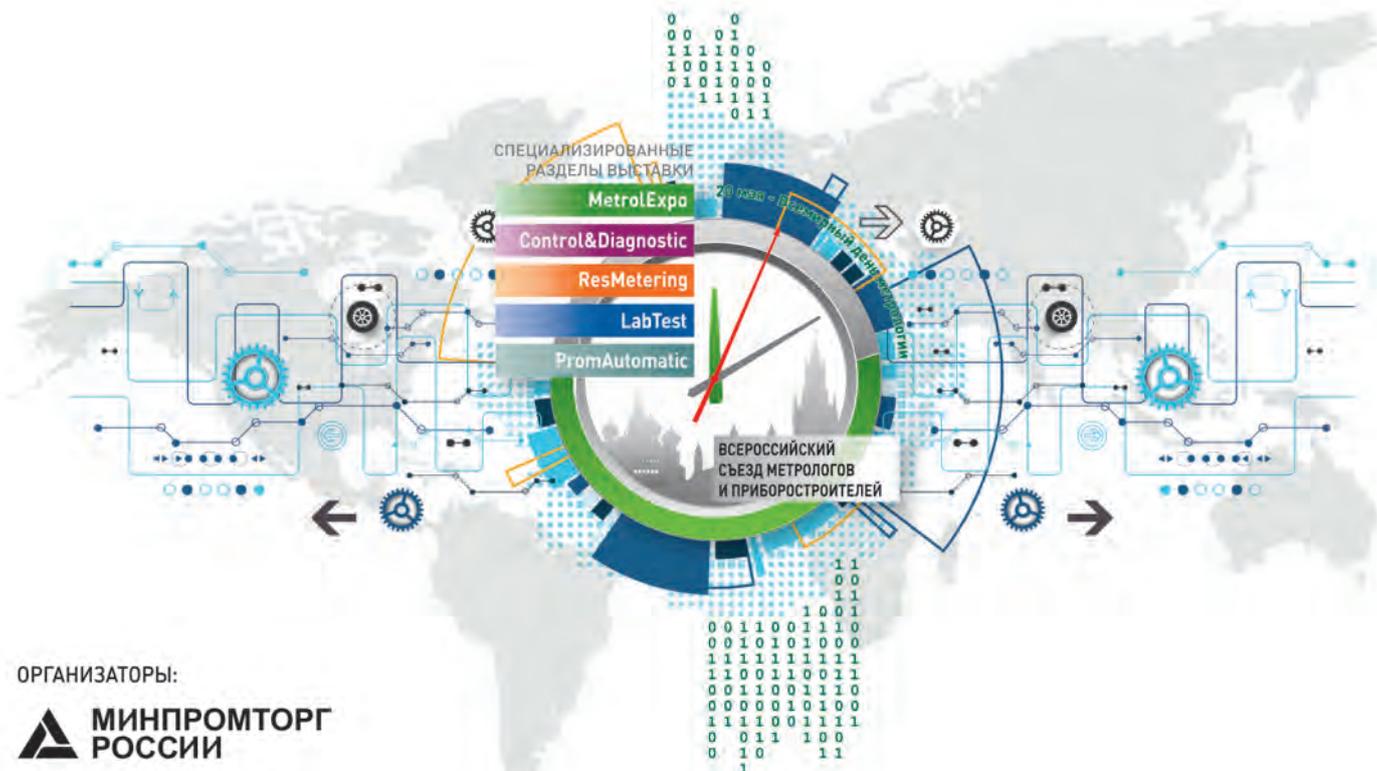
ТОЧНЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ – ОСНОВА КАЧЕСТВА И БЕЗОПАСНОСТИ

2-4 июня 2020 г., Москва,
ВДНХ, павильон 75

16th MOSCOW INTERNATIONAL
INNOVATION FORUM

ACCURATE MEASUREMENTS – THE BASIS FOR QUALITY AND SAFETY

June 2-4, 2020, Moscow,
VDNH, Exhibition hall 75



ОРГАНИЗАТОРЫ:



СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ РАЗДЕЛЫ ВЫСТАВКИ



METROLEXPO
МЕТРОЛОГИЯ, ИЗМЕРЕНИЯ И ИСПЫТАНИЯ



CONTROL&DIAGNOSTIC
КОНТРОЛЬ И ДИАГНОСТИКА



LABTEST
ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ



PROMAUTOMATIC
ПРОМЫШЛЕННАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ



RESMETERING
УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ



WEIGHT SALON
ВЕСОВОЙ САЛОН

ФОРУМ 2019 г. (ЦИФРЫ И ФАКТЫ):

Участники – 256 компаний из 24 стран мира
Посетители – 4870 специалистов
Площадь экспозиции – 6500 м²
Приборы и оборудование – более 2000 ед.
Докладов и презентаций – 68 чел.
Участников съезда – 1100 чел.



ДИРЕКЦИЯ ФОРУМА

Тел./факс: +7 (495) 937-40-23

E-mail: metrol@expoprom.ru

Спешите забронировать стенд
www.metrol.expoprom.ru



В РУСЛЕ ОТРАСЛЕВОЙ ИНТЕГРАЦИИ

2–4 октября в рамках IX Петербургского международного газового форума состоялось Совещание по вопросам технологического развития ПАО «Газпром». В мероприятии приняли участие представители производственных департаментов и дочерних компаний ПАО «Газпром», АО «Узбекнефтегаз», научно-исследовательских центров, промышленных предприятий и отраслевых ассоциаций – в общей сложности свыше 500 человек.

Архитектура ежегодного совещания производственного блока ПАО «Газпром» на ПМГФ-2019 предполагала рассмотрение и обсуждение основных актуальных отраслевых направлений и вопросов, отраженных в тематике пленарного заседания и двух круглых столов. Пленарное заседание «Отраслевая нефтегазовая инициатива по стандартизации и оценке соответствия» прошло под руководством заместителя Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркелова. Формируемая в настоящее время в России автономная некоммерческая организация (АНО) – Институт технологических инициатив нефтегазовых компаний – ставит своей целью создание общеотраслевой системы стандартизации и сертификации продукции, видов работ и услуг, способной успешно и с большей долей локальных компетенций заместить существующие в качестве «эталонных» стандарты Американского института нефти (API) и Французского института нефти (IFP). Данная инициатива «Газпрома» получила одобрение Правительства Российской



Федерации. Общеотраслевая добровольная система стандартизации и сертификации будет сформирована на основе лучших наработок нефтегазовых компаний, базовой платформой станет Система добровольной сертификации ИНТЕРГАЗСЕРТ.

В рамках Петербургского международного экономического форума – 2019 ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть» и ПАО «СИБУР Холдинг» подписали Меморандум о создании АНО по стандартизации и оценке соответствия в нефтегазовом комплексе. В ходе ПМГФ-2019 к участникам Меморандума присоединилось ПАО «Татнефть». Дополнительное соглашение об этом было подписано в рамках пленарного заседания Совещания

по технологическому развитию ПАО «Газпром». В перспективе рассматривается вопрос вхождения в состав АНО ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НОВАТЭК», ПАО «НК «Транснефть».

Оценку отраслевой интеграции в области стандартизации и сертификации в своих выступлениях дали заместитель Министра энергетики РФ А.О. Джавахян, Председатель Правления ПАО «СИБУР Холдинг» Д.В. Конов, Председатель Совета директоров ПАО «ТМК» Д.А. Пумпянский, исполнительный вице-президент Linde plc., главный исполнительный директор Linde Engineering Кристиан Брух, Председатель Правления АО «Узбекнефтегаз» Б.Б. Сидиков.

Круглый стол «Современные отечественные технологии разведки и добычи углеводородов на шельфе» собрал представителей добывающих компаний, научно-исследовательских организаций и промышленных предприятий, вовлеченных в масштабный проект создания отечественной системы подводной добычи. Результаты этой работы под эгидой программы

Министерства промышленности и торговли РФ «Развитие судостроения и техники для освоения шельфовых месторождений на 2013–2030 гг.» участники совещания могли оценить наглядно – на экспозиции форума были представлены образцы компонентов подводного добычного комплекса (ПДК), такие как манифольд, устьевое оборудование скважин, фонтанная арматура, система управления и др. Опытно-конструкторские работы по данному направлению завершены, испытания образцов в составе ПДК будут проведены до конца года, и с 2020 г. начнется серийное производство.

Опытно-конструкторские работы по созданию элементов системы подводной добычи осуществляло свыше 20 отечественных научно-исследовательских институтов, конструкторских бюро и промышленных предприятий. Результатами по своим направлениям с участниками круглого стола поделились заместитель генерального конструктора ФГУП «Научно-производственный центр автоматизации и приборостроения имени академика Н.А. Пилюгина» Б.И. Иванов, главный инженер ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ» Д.И. Лихачев, генеральный директор АО «Санкт-Петербургское морское бюро машиностроения «Малахит» В.Ю. Дорофеев, главный конструктор АО «Научно-исследовательский институт резиновых покрытий и изделий» М.Ю. Юдин, генеральный директор ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования имени И.И. Ползунова» В.Е. Михайлов, генеральный директор АО «ФНПЦ «Титан-Баррикады» В.А. Шурыгин, директор по развитию ОАО «Салаватнефтемаш» А.П. Абрамов, генеральный директор АО «ЦНИИ «Курс» В.В. Ханычев, главный конструктор АО НПП «АМЭ» А.В. Шевченко.

Перспективы освоения участков российского шельфа (таких как Южно-Кириновское,

Каменномысское-море и другие месторождения) в своих выступлениях рассмотрели представители ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ООО «Газпром нефть шельф», ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект», ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», ООО «Газпром 335», ООО «Газпром геологоразведка» и других организаций. В общей сложности в круглом столе приняли участие свыше 150 человек.



Генеральным спонсором круглого стола «Распределенная генерация. Собственная генерация или сеть – два ответа на один вопрос» выступило ООО «Газпром энергохолдинг». Партнером этого мероприятия стало ПАО «Газпром автоматизация». Масштаб заявленной темы предусматривал в составе круглого стола панельную дискуссию и три сессии. Участниками панельной дискуссии стали председатель Комитета по энергетике и инженерному обеспечению Санкт-Петербурга А.С. Бондарчук, управляющий директор ПАО «ОГК-2» А.В. Семиколенов, начальник Управления ПАО «Газпром» А.А. Шаповало, заместитель Председателя Правления ПАО «ФСК ЕЭС» П.Ю. Корсунов, генеральный директор Hyundai Corporation в России Квак Хо Мин, первый заместитель генерального директора ООО «Газпром энергохолдинг» П.О. Шацкий, генеральный директор ООО «НГ-Энерго» А.А. Рудской.

На сессии «Развитие технологической распределенной генерации. Применение технологий распределенной генерации для предприятий добывающей и перерабатывающей отраслей» рассматривались

вопросы внедрения цифровых технологий в энергоснабжение, использование возобновляемых источников энергии, энергосберегающие решения, применение инновационного оборудования.

Участники сессии «Энергетика с точки зрения крупных генерирующих и энергосбытовых компаний. Роль сетевых компаний в развитии электроэнергетики России» в ходе своих выступлений обсудили перспективы развития национального энергетического рынка, регулирование сетевого баланса и другие актуальные вопросы.

Завершающая круглый стол сессия «Арктика, труднодоступные и удаленные территории. Гарантированное энергоснабжение удаленных и изолированных энергорайонов доступной энергией за счет развития технологий распределенной генерации. Внедрение передовых технологий в области генерации. Экология Арктики» была посвящена вопросам энергетической безопасности объектов добычи и транспортировки углеводородов в условиях Крайнего Севера, применению плавучих и блочно-модульных атомных электростанций, примерам выработки экологически чистой электроэнергии. Всего в круглом столе приняло участие свыше 200 человек.

Трехдневная программа Совещания по вопросам технологического развития ПАО «Газпром» предусматривала посещение участниками пленарного заседания ПМГФ-2019 «Стратегические приоритеты международного газового партнерства», а также выставок «Импортозамещение в газовой отрасли», «Газомоторное топливо», «Современные отечественные технологии в газовой отрасли», «РосГазЭкспо», InGasStream-2019, RAO / CIS OFFSHORE 2019. Завершением мероприятия стала торжественная церемония награждения победителей Международного конкурса молодых ученых «Нефтегазовые проекты: взгляд в будущее». ■



КОНТАКТЫ И КОНТРАКТЫ

Традиционно в рамках Петербургского международного газового форума на стенде ПАО «Газпром» был заключен ряд стратегических контрактов. Кроме того, подписаны долгосрочные локальные и международные соглашения. Серьезного развития можно ожидать на рынке газомоторного топлива, в сфере космических технологий, подземного хранения газа, разведки и освоения месторождений, нового оборудования для газовой отрасли.

3 октября заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркелов, исполнительный вице-президент и главный исполнительный директор Linde Engineering Кристиан Брух и старший вице-президент по вопросам международного сбыта и технологии Linde Engineering Джон ван дер Велден подписали договор о совместном предприятии и Соглашение об осуществлении прав участников между ООО «Газпром 335» и компанией Linde AG. В соответствии с документом стороны создадут совместное инжиниринговое предприятие, которое будет разрабатывать технологическую, проектную и конструкторскую документацию для производственных объектов по переработке и сжижению природного газа на территории России. Помимо этого, планируется оказание сервисных услуг при пусконаладке и эксплуатации заводов по производству сжиженного природного газа (СПГ).

В этот же день заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром», начальник Департамента О.Е. Аксютин и Председатель Совета директоров «Иркутской нефтяной компании» Н.М. Буйнов подписали Меморандум о намерениях. В соответствии с документом стороны заинтересованы совместно организовать работы по исполнению Проекта по разведке, добыче, транспортировке, переработке и реализации углеводородного сырья Собинского, Пайгинского месторождений и Пайгинского участка в Красноярском крае. В ходе подписания был определен перечень мероприятий по выполнению Меморандума. В частности, планируется подготовить технико-экономическое обоснование по совместному освоению месторождений.

3 октября генеральный директор ООО «Газпром энергохолдинг» Д.В. Федоров и управляющий директор ООО «ГПБ Развитие активов»

И.Е. Жилкин подписали соглашение об основных условиях приобретения АО «РЭП Холдинг». Соглашение закрепляет намерения сторон рассмотреть возможность совершения сделки по приобретению «Газпром энергохолдингом» акций «РЭП Холдинга». Документом определен порядок проведения переговоров и ключевые условия возможной сделки. Соглашение не носит юридически обязывающего характера: окончательные параметры сделки будут определены в соответствующих документах после получения необходимых одобрений. Предполагается, что в случае заключения сделки под контроль «Газпром энергохолдинга» перейдут АО «РЭП Холдинг» (100 % уставного капитала) и компании холдинга, в том числе ЗАО «Невский завод» (100 %) и ООО «Электропульт-Система» (51 %). Приобретение «РЭП Холдинга» позволит «Газпром энергохолдингу» стать крупным производителем энергетического оборудования, обеспечить полный цикл производства, монтажа и дальнейшего сервисного обслуживания. В частности, мощности «РЭП Холдинга» могут быть использованы в качестве площадки для локализации выпуска в России различного оборудования, в том числе газовых турбин большой мощности.

Две дорожные карты, подписанные 3 октября ПАО «Газпром» и ПАО «СИБУР Холдинг», предусматривают сотрудничество в реализации крупных инвестиционных проектов в области газопереработки и газохимии. Документы были подготовлены в развитие Соглашения о взаимодействии, заключенного на V Восточном экономическом форуме в сентябре 2019 г. В рамках первой дорожной карты, в частности, будет подготовлен технико-экономический анализ транспортировки этансодержащего газа месторождений Надым-Пур-Тазовского региона и строительства газоперерабатывающего завода в Республике Татарстан. В соответствии со второй

дорожной картой будут проведены диагностические работы, инженерные изыскания и подготовлена проектная документация, необходимая для завершения строительства Новоуренгойского газохимического комплекса в Ямало-Ненецком автономном округе. По результатам выполнения мероприятий дорожных карт стороны примут решения о дальнейшем взаимодействии при реализации проектов.

На ПМГФ-2019 заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркелов подписал с руководством ряда субъектов РФ и компаний документы по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива. С вице-губернатором Санкт-Петербурга М.А. Шаскольским была подписана дорожная карта по ускоренному развитию газомоторного рынка до 2024 г. В соответствии с документом «Газпром» обеспечит расширение газозаправочной сети в городе до 25 объектов (в настоящее время их шесть) и создание новых сервисных центров по переоборудованию и обслуживанию газомоторных автомобилей. Усилия правительства Санкт-Петербурга будут направлены, в частности, на увеличение количества техники, использующей природный газ, в парках дорожно-коммунальных служб и автотранспортных пассажирских предприятий.

С заместителем председателя правительства Ленинградской обл. по строительству М.И. Москвиным была подписана дорожная карта до 2024 г. На территории области сегодня действуют четыре газозаправочных объекта «Газпрома». Компания планирует довести их количество до 22 объектов, в том числе построить автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС) и криогенные автозаправочные станции (КриоАЗС), осуществляющие заправку как сжиженным, так и компримированным природным газом. Их предполагается

разместить в Бокситогорском, Всеволожском, Выборгском, Кировском, Ломоносовском, Лужском, Приозерском, Сланцевском, Тосненском районах и Сосновоборском городском округе. Правительство Ленинградской обл. обеспечит разработку и реализацию мер по стимулированию приобретения газомоторных транспортных средств и переоборудованию автомобилей для использования природного газа со стороны организаций всех форм собственности и частных лиц.

Еще один совместный проект ускоренного развития газомоторного рынка будет реализован в Калининградской обл. Дорожная карта до 2024 г. была подписана с заместителем председателя правительства Калининградской обл. А.С. Рольбиновым. Документ предусматривает создание в регионе сети газозаправочных станций «Газпрома» из 13 объектов (пять в настоящее время). Вместо площадок для размещения передвижных автогазозаправщиков в городах Калининград, Советск и Черняховск, предполагается построить современные АГНКС. Три дополнительных станции запланированы в Калининграде. В планах компании также сооружение АГНКС в городах Гусев, Светлый, Пионерский и поселке Новоселово. Правительство области будет содействовать приросту парка автотранспорта, использующего в качестве моторного топлива природный газ. Речь идет, в том числе, о промышленных, транспортных и таксомоторных предприятиях.

С губернатором Нижегородской обл. Г.С. Никитиным и заместителем главы администрации Липецкой обл. И.В. Тузовым были подписаны соглашения о расширении использования газа в качестве

моторного топлива. Документы, в числе прочего, предусматривают совместные и согласованные действия сторон по развитию газозаправочной инфраструктуры в регионах и синхронизированному увеличению парка техники на природном газе, организации пунктов переоборудования и технического обслуживания автомобилей.

Дорожная карта, направленная на реализацию проектов строительства комплекса по сжижению природного газа и сооружению сети КриоАЗС, была подписана с заместителем премьер-министра Республики Татарстан – руководителем Аппарата Кабинета Министров Республики Татарстан Ш.Х. Гафаровым. В соответствии с документом стороны определяют потенциальных потребителей в регионе и необходимые им ежегодные объемы СПГ. Затем будут выбраны места размещения комплекса по производству СПГ и КриоАЗС. «Газпром» планирует завершить их строительство в 2022 г. Правительство Республики Татарстан разработает специальную региональную программу стимулирования развития рынка СПГ.

Дорожная карта по стратегическому взаимодействию в области использования газомоторного топлива была подписана с членом Правления, управляющим Директором ООО «СИБУР» П.Н. Ляховичем. В ее рамках «Газпром» планирует в 2020 г. реализовать пилотный проект по строительству газозаправочного объекта в Тобольске – на ключевой производственной площадке СИБУРа. На основе полученного опыта стороны определят дальнейшие направления взаимодействия.

С председателем совета директоров, генеральным конструктором АО «Центральное конструкторское бюро по судам на подводных

НА ПМГФ-2019 ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ ПРАВЛЕНИЯ ПАО «ГАЗПРОМ» В.А. МАРКЕЛОВ ПОДПИСАЛ С РУКОВОДСТВОМ РЯДА СУБЪЕКТОВ РФ И КОМПАНИЙ ДОКУМЕНТЫ ПО РАСШИРЕНИЮ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ МОТОРНОГО ТОПЛИВА.

ПОДГОТОВКА КВАЛИФИЦИРОВАННОГО КАДРОВОГО СОСТАВА И РАЗВИТИЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ИМЕЮТ ДЛЯ «ГАЗПРОМА» ЗНАЧЕНИЕ НЕ МЕНЕЕ ВАЖНОЕ, ЧЕМ РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗАДАЧ.

крыльях имени Р.Е. Алексеева» Г.В. Анцевым была подписана дорожная карта по реализации меморандума о сотрудничестве в области использования природного газа в качестве моторного топлива на водном транспорте. Документом предусмотрена разработка технических заданий на проектирование судового двигателя на природном газе и системы хранения газомоторного топлива на скоростных судах, типовых решений для бункеровки СПГ на внутреннем водном транспорте и создания отечественными предприятиями плавучих пунктов заправки речных судов. Стороны подготовят технико-экономическое обоснование пилотного проекта строительства и эксплуатации судна (или судов) на СПГ.

Соглашение о сотрудничестве, подписанное с генеральным директором ООО «Хендэ Мотор Мануфактуринг Рус» Сон Кёнгу, в числе ключевых направлений взаимодействия сторон предусматривает расширение линейки выпускаемой в России газомоторной техники. «Хендэ Мотор Мануфактуринг Рус» принадлежит один из крупнейших отечественных заводов по производству легковых автомобилей.

С генеральным директором ООО «Объединенная машиностроительная группа» Д.С. Стрежневым было подписано Соглашение о стратегических направлениях сотрудничества. Совместная работа сторон будет нацелена, в частности, на организацию производства новых образцов грузовой и специальной техники на газомоторном топливе, совершенствование ее технико-эксплуатационных показателей. Отдельное внимание будет уделено проработке предложений в области импортозамещения и локализации производства газового оборудования и автокомпонентов.

Еще одним важным документом, ориентированным на развитие отечественного газомоторного рынка, стал Меморандум о намерениях, подписанный 3 октября генеральным директором АО «Газпром бытовые системы» А.Г. Самсоненко и председателем совета директоров итальянской компании Savagna Group S.p.A. Эцио Каванья. Стороны изучат возможность создания в России совместного предприятия по производству видов газобаллонного оборудования, которые отечественные автопроизводители в настоящее время закупают за рубежом. В том числе будет проработан вопрос локализации выпуска элементов такого оборудования.

В этот же день ПАО «Газпром» и АО «Концерн ВКО «Алмаз – Антей» подписали актуализированную дорожную карту взаимодействия, предусматривающую расширение периметра сотрудничества. Наряду с разработкой оборудования для морской добычи углеводородов, переработки газа и производства СПГ, Концерн ВКО «Алмаз – Антей» займется созданием компрессорного оборудования для развития газомоторной инфраструктуры, а также средств спутниковой связи. Сотрудничеству в области космоса было посвящено Соглашение о намерениях, заключенное генеральным директором АО «Газпром космические системы» Д.Н. Севастьяновым и генеральным директором французской компании Thales Alenia Space Жан-Лоиком Галлем. Документ предусматривает совместное производство на территории России конкурентоспособных космических аппаратов с использованием передовых европейских технологий. Стороны договорились проработать принципы и основные условия участия Thales Alenia Space в проекте «Газпрома» по созда-

нию в Московской обл. сборочного производства космических аппаратов (СПКА) гражданского назначения. Thales Alenia Space выступит в роли технологического партнера СПКА.

3 октября генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ» М.Ю. Недзвецкий и председатель правления VNG AG Ульф Хайтмюллер подписали договор о модернизации процедуры расчета режимов эксплуатации подземного хранилища газа (ПХГ) «Бернбург». Договор заключен в развитие Соглашения о научно-техническом сотрудничестве «Газпрома» и VNG. Документ предусматривает корректировку действующих расчетов режимов эксплуатации ПХГ «Бернбург» с учетом различных технических параметров для обеспечения минимального энергопотребления.

Подготовка квалифицированного кадрового состава и развитие научно-технического потенциала имеют для «Газпрома» значение не менее важное, чем реализация производственных задач. Развитию данного направления послужило Соглашение о сотрудничестве, которое 3 октября подписали заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром» С.Ф. Хомяков и ректор Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого А.И. Рудской. Стороны намерены развивать взаимодействие в научно-технической сфере, а также в области подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала. Среди направлений совместной деятельности – разработка технологий поиска, разведки и освоения месторождений, нового оборудования для газовой отрасли. Вуз в том числе будет обеспечивать подготовку кадров высшей научной квалификации по актуальным для «Газпрома» научным темам. В соответствии с документом, компания и университет сформируют две программы – научных исследований и разработок для ПАО «Газпром», а также повышения качества образования и подготовки кадров.

С ТРИБУНЫ – ОБ АКТУАЛЬНОМ

Деловая программа Петербургского международного газового форума в этом году была представлена множеством важнейших мероприятий. В их числе: круглый стол «Малотоннажный СПГ – новые перспективы для природного газа», панельная дискуссия «Газ и транспорт», совещание «Устойчивое развитие компаний группы лиц «Газпром межрегионгаз» и др.

Одним из интересных событий деловой программы ПМГФ-2019 стал круглый стол «Малотоннажный СПГ – новые перспективы для природного газа», организованный компанией Uniper SE 2 октября.

Открывая дискуссию, старший вице-президент Uniper Global Commodities Уве Фип охарактеризовал потенциальный спрос на сжиженный природный газ (СПГ) в Балтийском регионе на уровне 50 млн т/год. В своем обзоре производства малотоннажного СПГ в России начальник Управления ПАО «Газпром» К.В. Неуймин представил готовящиеся вступить в строй и перспективные проекты, такие как КСПГ «Портовая» (начало работы в 2020 г., мощность 1,5 млн т/год), Черноморский завод СПГ (проект в стадии обоснования инвестиций, мощность 0,5–1,5 млн т/год), завод СПГ во Владивостоке (проект в стадии обоснования инвестиций, мощность 1,5 млн т/год).

Вице-президент департамента газа и СПГ финской компании Gasum Киммо Рахкамо в своем выступлении отметил, что рынок малотоннажного СПГ Европы перспективен, однако его развитие сдерживают консерватизм потенциальных потребителей и законодательные ограничения, что в наибольшей мере проявляется в отрасли морских перевозок. Генеральный директор Uniprom Energy Олег Богачек охарактеризовал потенциал развития рынка СПГ на Балканах как значительный в условиях дефицита трубопроводного



газа. Начальник департамента развития СПГ в странах Прибалтики и Скандинавии эстонской компании Alexela Energia AS Артур Дианов подчеркнул, что для промышленных предприятий инвестировать в приобретение и установку оборудования, работающего на природном газе, выгодно, если часовое потребление энергии на их производствах превышает 2 МВт. Компания Alexela в настоящее время владеет заводом по производству сланцевого газа и СПГ-терминалами в Мурманске и Финляндии, развивает концепцию автозаправочных станций-энергохабов, где продаются все виды топлива (бензин, дизель, компримированный и сжиженный природный газ, электричество), кроме водорода. Им же был назван расчетный срок окупаемости СПГ-грузовика – 2,1 г.

Председатель правления B&B Investcijas Ltd Latvia LNG Дмитрий Артюшинс отметил, что идеи возобновляемой энергетики в настоящее время в Латвии стагнируют, уступая место проекту малотоннажного СПГ-терминала в 40 км от Риги. Основные потребители СПГ должны иметь возможность

закупать газ у поставщика, расположенного в радиусе не более 500 км, считает начальник департамента СПГ-поставок и логистики Eesti Gaas Сергей Ефимов. Одной из специализаций эстонской компании стала бункеровка Truck to Ship, но в график поставок зачастую вносят коррективы очереди на российско-эстонской границе, иногда задерживающие транспорт до 20 ч.

В этом году в рамках форума достаточно много внимания уделялось газомоторному топливу (ГМТ).

4 октября состоялась панельная дискуссия «Газ и транспорт» с участием представителей ПАО «Газпром», Международного газового союза, национальных газомоторных ассоциаций разных стран. На сессии «Природный газ для экологически чистого транспорта: укрепление позиций газомоторного топлива в мире» советник генерального директора ООО «Газпром экспорт» А.И. Медведев сообщил, что объем потребления газа в мире сейчас составляет 26 млрд м³, а к 2025 г. может быть пройден рубеж в 100 млрд м³. Тем не менее, несмотря на востребованность ресурса, бизнес вынужден регулярно доказывать государственным структурам очевидные конкурентные преимущества метана. Так, эмиссия природного газа на 25 % меньше выбросов от бензинового топлива и на 30 % меньше, чем от дизельного, шумность вдвое ниже. Спикер призвал коллег к совместной ра-



В ОБЩЕМ ПАРКЕ «ГАЗПРОМА» – БОЛЕЕ 11 ТЫС. ЕД. ГАЗОТОПЛИВНОГО ТРАНСПОРТА, ОКОЛО 300 АВТОМОБИЛЬНЫХ ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ И СВЫШЕ 60 ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ В ГЕРМАНИИ И ЧЕХИИ.



боте над преодолением существующих проблем с реализацией ГМТ-программ.

Российский автогонщик и семикратный победитель ралли «Дакар» в классе грузовиков В.Г. Чагин поделился опытом эксплуатации газодизельного двигателя во время ралли «Шелковый путь». Спортсмен рассказал, что в последние годы организаторы гонок предъявляют к участникам все более жесткие требования по снижению эмиссии. В результате сотрудничества с ООО «Газпром газомоторное топливо» эксплуатация «КамАЗа» с газодизельным двигателем на чемпионате России показала хороший результат: дымность заметно снизилась, вместе с тем повысилась динамика. При этом газодизельная смесь оказалась на 15 % дешевле традиционного топлива. Команда «КАМАЗ-Мастер» успешно использует эту смесь для заправки на протяжении уже семи лет.

Экологическую тему продолжил в своем выступлении заместитель начальника Департамента ПАО «Газпром» Д.В. Хандога. Он подчеркнул, что «Газпром» всесторонне пропагандирует переход на газовое топливо и на данный момент владеет крупнейшим газомоторным автопарком, куда входит транспорт, работающий на промыслах

и газопроводах низкого, среднего и высокого давления. В общем парке «Газпрома» – более 11 тыс. ед. газотопливного транспорта, около 300 автомобильных газонаполнительных компрессорных станций на территории России и свыше 60 газонаполнительных станций в Германии и Чехии. Д.В. Хандога подчеркнул, что эффективно развивать рынок ГМТ может лишь «команда» из трех участников: регулирование, производители, инфраструктура.

Президент Национального газомоторного консорциума Италии и Международной газомоторной академии Марияроза Барони поделилась с коллегами опытом выхода на лидирующие позиции в Европе по переводу транспорта на природный газ. Сегодня в Италии



ОБЪЕМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА В МИРЕ СЕЙЧАС СОСТАВЛЯЕТ 26 МЛРД М³, А К 2025 Г. МОЖЕТ БЫТЬ ПРОЙДЕН РУБЕЖ В 100 МЛРД М³.

на 1,5 млн газомоторных машин приходится около 1 тыс. заправок. В ближайших планах концерна Fiat – выпуск газомоторных Lamborghini и Maserati, а также образцов сельскохозяйственной техники. NGV Italy намерена стимулировать других европейских автопроизводителей к переоборудованию их продукции, бороться с «электрическим лобби», поскольку электромобили в Италии, как и во всей Европе, не смогут быть обеспечены достаточным количеством энергии. Тему сравнения транспорта на газовом топливе и электромобилей развил генеральный секретарь Европейской газомоторной ассоциации Андреа Джерини. По его словам, слабым местом электромобиля следует признать невозможность переработки аккумуляторных батарей. Согласно исследованиям ассоциации, переход с бензина на природный газ сократит выбросы CO₂ в атмосферу на 27 %, метано-водородные топливные смеси уменьшат выбросы еще на 36 %, использование водородных топливных элементов снизят эмиссию на 46 %.

Президент Французской газомоторной ассоциации (AFGNV) Жан-Клод Жиро сообщил об успешном подписании соглашений с такими автогигантами, как Volkswagen Group и Fiat, которые занимаются разработками ГМТ-технологий на природном газе. Спикер отметил, что президент Франции Эммануэль Макрон – первый политик, который поддержал отрасль своим решением о заморозке налоговых ставок для автомобилей на сжиженном природном газе с 2017 по 2022 г. Кроме этого, французское правительство финансирует создание заправочной инфраструктуры.

Участники дискуссии сошлись во мнении, что новые топливные технологии следует распространить, прежде всего, на мусоросборщики и другой коммунальный, а также общественный транспорт, что сделает воздух в городах значительно чище.

В рамках сессии «Стимулы и преграды для широкого использования

природного газа на транспорте» заместитель генерального директора по развитию ООО «Газпромнефть Марин Бункер» Е.Е. Скорына рассказала о тенденции обновления флота у крупных перевозчиков с предпочтением СПГ в качестве топлива. 65 % бюджета судовладельцев составляют затраты на бункеровку, и они ищут пути сокращения этой статьи расходов. К примеру, Южная Корея готовится к переводу на СПГ 140 своих судов. В настоящее время по заказу ООО «Газпромнефть Марин Бункер» строится пункт-бункеровщик в Балтийском море, объемы поставок законтрактованы рядом судовладельцев. Параллельно с этим компания занимается разработкой нормативной базы, чтобы добиться господдержки внедрения газового топлива.

Обсуждая тему СПГ для судостроения, руководитель дивизиона управления и развития флота перевозок сжиженного газа ПАО «Совкомфлот» Д.А. Русанов подчеркнул, что в Балтийском и Белом морях уже запрещено использовать высокосернистый мазут, поэтому рано или поздно всем судовладельцам придется задуматься о переводе флота на газ. «Совкомфлот» с 2015 г. сотрудничает в области бункеровки с компанией Shell. В прошлом году так был заправлен первый танкер типа «Афрамакс» компании, работающий на СПГ. Помимо этого, в октябре 2018 г. был осуществлен первый рейс в арктических водах.

Главный инженер, заместитель генерального директора ООО «Газпром газомоторное топливо» А.В. Шалатонов в своем выступлении рассказал о ходе реализации пилотных проектов по переходу на метан в Ростовской и Белгородской областях. С 2019 по 2021 г. в каждом из этих регионов количество специализированных автозаправок вырастет до 39. На текущий момент в России выпускается широкая линейка транспорта, работающего на природном газе, куда входят 229 ед. Среди них 127



2 ОКТЯБРЯ ВО ВРЕМЯ СОВЕЩАНИЯ «УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ КОМПАНИЙ ГРУППЫ ЛИЦ «ГАЗПРОМ МЕЖРЕГИОНГАЗ» СОСТОЯЛОСЬ ВРУЧЕНИЕ СЕРТИФИКАТОВ СИСТЕМЫ ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ ИНТЕРГАЗСЕРТ.

моделей пассажирского транспорта, 36 – спецтехники, 19 – легкового коммерческого транспорта.

Подобные проекты будут реализованы в Санкт-Петербурге, Ленинградской и Калининградской областях: соответствующие соглашения были подписаны на форуме 3 октября. Всего компания подписала 812 соглашений о сотрудничестве с потребителями. Реализация «Газпромом» газа, используемого в качестве моторного топлива, прогнозируется на будущий год в объеме 1 млрд м³. Министерство энергетики РФ рассчитывает, что объем потребления метана к 2024 г. будет составлять свыше 3 млрд м³, число автозаправочных объектов превысит 1000, а количество транспорта на природном газе увеличится до 430 тыс. ед. Причинами, сдерживающими повсеместное применение газового топлива, спикер назвал высокую стоимость оборудования для автозаправок и аренды земли под них, а также отсутствие государственных стимулирующих программ.

Генеральный директор компании GazNat и председатель Глобального газового центра Рене Бауц ознакомил аудиторию с достаточно жесткой системой штрафов за выбросы CO₂ в Швейцарии – 1000 франков за превышение нормы на 5 г. В Евросоюзе разработана стратегия по снижению выбросов, согласно которой к 2021 г. объем

эмиссии с одного транспортного средства должен быть снижен до 95 г, а к 2030 г. – до 60 г. Готовя рынок к этим изменениям, компания GazNat внедрила газотопливные двигатели в автопарки швейцарского филиала Coca-Cola и ряда других региональных компаний. В настоящее время ведутся переговоры с компаниями Nestle и L'Oreal.

Положительную динамику перехода таксопарков на природный газ отметил директор по развитию бизнеса ООО «Яндекс. Такси» А.С. Федотов. У партнеров «Яндекс. Такси» в мае 2019 г. 4300 автомобилей работали на метане, сейчас – уже 5845. Основной мотивацией перехода на природный газ для водителей служат экономические соображения: 35 % расходов таксистов приходится на бензин, а метан позволяет сократить эти затраты втрое.

2 октября во время совещания с генеральными директорами газораспределительных организаций и региональных компаний по реализации газа «Устойчивое развитие компаний группы лиц «Газпром межрегионгаз» состоялось вручение сертификатов Системы добровольной сертификации ИНТЕРГАЗСЕРТ. Сертификаты на продукцию и услуги получили подрядные организации, участвующие в строительстве и обслуживании сетей газораспределения и газоснабжения.

ВЫСТАВКА ДОСТИЖЕНИЙ

В нынешнем году на Петербургском международном газовом форуме было представлено шесть экспозиций: «Импортозамещение в газовой отрасли», «InGAS Stream 2019 – Инновации в газовой отрасли», «Газомоторное топливо», «Рос-Газ-Экспо 2019», «Современные отечественные технологии в газовой отрасли», RAO/CIS OFFSHORE 2019. Среди прочих участниками выставок стали компании – обладатели сертификатов соответствия Системы добровольной сертификации ИНТЕРГАЗСЕРТ, врученных 2 октября на совещании ООО «Газпром межрегионгаз» в рамках форума.



ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Наиболее масштабной и зрелищной стала выставка «Импортозамещение в газовой отрасли». В первую очередь благодаря манифольду – газосборному узлу подводного добычного комплекса, образец которого в масштабе 1:1 был представлен в атриуме павильона F. В этом году выставка, организованная ПАО «Газпром», проводилась в четвертый раз, сохраняя свою концепцию: поддержка потенциала российской промышленности в части замещения импортного оборудования для нефтегазовой отрасли, демонстрация высокотехнологичного конкурентоспособного оборудования и новых технологий. В 2019 г. главной темой выставки стала система подводной добычи углеводородов (СПД) – проект, реализованный в течение двух лет совместными усилиями Министерства промышленности и торговли РФ, ПАО «Газпром», отечественными конструкторскими бюро, научно-ис-

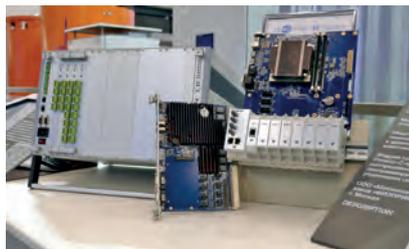
следовательскими институтами, промышленными предприятиями. На выставке можно было увидеть предсерийные образцы основного оборудования СПД, соединительных элементов и сервисных модулей, таких как подводные беспилотные аппараты.



В посвященной проекту по освоению импортозамещающего производства оборудования СПД корпоративной экспозиции ПАО «Газпром» принял участие один из ведущих разработчиков – ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ». В течение трех лет компания разработала и подготовила к серийному производству подводный модуль управления (ПМУ), обе-

спечивающий связь берегового и подводного оборудования на глубине до 500 м. Кроме того, в рамках опытно-конструкторских работ «Система управления СПД» ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ» разработало и изготовило наземный модуль обеспечения гидравлического питания. Первая официальная демонстрация ПМУ и береговой станции была проведена 1 октября 2019 г. на платформе ПМГФ-2019.

Одним из участников выставки «Импортозамещение в газовой отрасли» стало ООО «Московский завод «ФИЗПРИБОР». Предприятием были представлены программно-технические средства собственной разработки. Они предназначены для построения автоматизированных систем контроля и управления технологическими процессами, к которым предъявляются повышенные требования по обеспечению надежного и безопасного режима эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Помимо этого, экспозиция ООО «Московский завод «ФИЗПРИБОР» демонстрировала



технические средства, обеспечивающие возможность проведения комплексных интеграционных испытаний программно-технических комплексов автоматизированной системы управления технологическим процессом на площадках заводов-изготовителей.

INGAS STREAM 2019

Участники VII Международной специализированной выставки «InGAS Stream 2019 – Инновации в газовой отрасли» на своих стендах продемонстрировали действующие и перспективные технологии, продукты, товары и услуги, применяемые в геологоразведке, бурении скважин, добыче углеводородов, подготовке нефти и газа, ремонте скважин и трубопроводов, транспортировке, хранении и переработке, автоматизации данных производственных процессов. Экспонентами InGAS Stream 2019 стали компании – разработчики инновационных продуктов и технологий, проектные организации и научно-исследовательские структуры, принимающие участие в реализации стратегических проектов развития, в том числе формировании государственных и региональных программ газификации, энергосбережения, разработки малых месторождений и освоения новых источников углеводородного сырья. На стендах были представлены газовые турбины и спецодежда, программное обеспечение и трубопроводная арматура – все составляющие технологической цепочки топливно-энергетического комплекса.

Одним из участников стало ООО «ГазТехЭксперт» – российское предприятие, осуществляющее экспертизу промышленной безопасности и диагностическое обслу-



живание оборудования объектов ПАО «Газпром». На своем стенде компания продемонстрировала макет разрабатываемого роботизированного внутритрубного дефектоскопа для трубопроводов малого диаметра от 135 мм. Разработка дефектоскопа осуществляется в соответствии с требованиями отраслевых стандартов, при этом проведение лабораторных испытаний планируется осуществить до конца 2019 г., а апробацию на объектах ПАО «Газпром» – во втором квартале 2020 г. Также была представлена сопутствующая разработка компании, позволяющая консолидировать и анализировать цифровые данные внутритрубных обследований – программно-аппаратный комплекс «Защита 4.0» для обеспечения промышленной безопасности опасных производственных объектов.

На своем стенде в рамках InGAS Stream 2019 производственно-научная фирма «ЛГ автоматика» представила криогенный клапан, рассчитанный на температуру до -250°C . Подобные клапаны востребованы как при сжижении природного газа, так и при транспортировке СПГ и не уступают зарубежным аналогам. Еще одной новинкой компании стал клапан угловой конструкции на давление до 63,0 МПа (630 атм). Сфера его применения – газопереработка,



производство аммиаков, а также установки органического синтеза. Конструкция клапана даже при значительном перепаде давления обеспечивает устойчивость системы и минимальные колебания рабочего давления среды. Представленное оборудование – на 100 % российская разработка, имеющая свидетельство о типовом одобрении Российского морского реестра судоходства.

Отдельно стоит отметить, что предприятие уделяет особое внимание качеству выпускаемой продукции и в начале 2019 г. внедрило систему менеджмента качества СТО Газпром 9001–2018.

ГАЗОМОТОРНОЕ ТОПЛИВО

VI Международная специализированная выставка «Газомоторное топливо» показала новинки модельного ряда автомобилей и спецтехники, использующих в качестве топлива компримированный и сжиженный метан. Экспозицию дополнили баллоны и компрессоры отечественного производства, газозаправочные станции и колонки, программное обеспечение, современные системы связи и оплаты на автозаправочных комплексах, передвижные автомобильные газозаправщики, системы и оборудование для диагностики газовой автомобильной аппаратуры. Главной целью этого конгрессно-выставочного мероприятия, организованного ООО «Газомоторное топливо», стала не только демонстрация технологических разработок в области ГМТ и тенденций развития данного рынка в России, но и открытый диалог всех заинтересованных в формировании стратегии этого развития сторон.

РОС-ГАЗ-ЭКСПО 2019

XXIII международная специализированная выставка газовой промышленности и технических средств для газового хозяйства «Рос-Газ-Экспо 2019» знакомила с актуальными достижениями в области строительства, эксплуатации

и реконструкции газотранспортных систем и систем газопотребления. На выставочной площади 13 тыс. м² свои разработки представили около 300 компаний из 15 стран мира. Экспозиция подразделялась на три основных направления: магистральное газоснабжение; газификация жилых зданий, промышленных, жилищно-коммунальных и сельскохозяйственных объектов, промышленных зон и технопарков; автономное и резервное газоснабжение жилых домов и промышленных предприятий.

Одним из участников выставки стала российская компания «СервисСофт», продемонстрировавшая на своем стенде оборудование, пользующееся спросом в газотранспортных дочерних предприятиях ПАО «Газпром». Среди экспонатов – оборудование телеметрии для газораспределения с сетевым и автономным питанием, оборудование телемеханики для станций катодной защиты и контрольно-измерительных пунктов, модульная адаптивная станция катодной защиты «АСКЗ-ТМ», система контроля загазованности переходов «СКЗП», система дистанционного управления запорной арматурой «АСДУЗА», система дистанционного контроля давления газа участка газопровода, ряд многофункциональных контроллеров. Помимо этого, компания «СервисСофт» представила свою новую разработку – Систему помощи принятия решений, осуществляющую анализ данных телеметрии объектов газораспределения и газопотребления на основе нейронных сетей и искусственного интеллекта. 2 октября в рамках форума на со-



вещании ООО «Газпром межрегионгаз» генеральному директору ООО «СервисСофт» М.В. Панарину был вручен сертификат соответствия Системы добровольной сертификации (СДС) ИНТЕРГАЗСЕРТ на многофункциональный комплекс телеметрии «ССофт:Сигнал», на базе которого построены системы и решения для безопасной и безаварийной транспортировки газа. Это говорит о том, что продукция ООО «СервисСофт» востребована и соответствует высоким требованиям ПАО «Газпром».



Еще один из участников выставки «Рос-Газ-Экспо 2019» – ООО «ТЕХСТРОЙ», российский лидер по производству полимерных труб для газоснабжения, водоснабжения и канализации, а также по бестраншейным технологиям восстановления трубопроводов различного назначения. Продукция завода производится из высококачественного сырья европейских, корейских и российских производителей на экструзионных линиях немецкой компании Battenfeld-Cincinnati – ведущего мирового поставщика экструзионного оборудования. На предприятии имеется собственная сертифицированная лаборатория. 2 октября 2019 г. ООО «ТЕХСТРОЙ» получило сертификат СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ (РОСС RU. 31570.040ГНО, срок действия с 01.01.2019 по 30.09.2020), подтверждающий соответствие выпускаемой продукции требованиям нормативных документов ГОСТ Р 58121.2–2018 «Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен (ПЭ). Часть 2. Трубы». Наличие данного сертификата слу-



жит подтверждением функциональных характеристик и показателей качества продукции, а также гарантирует включение поставщика в реестр ПАО «Газпром».

Свою экспозицию на выставке представило и ООО «Арматурный Завод» – российский производитель трубопроводной арматуры, осуществляющий полностью замкнутый цикл ее изготовления: от проектирования до сборки и испытания готовых изделий. Основанное в 2010 г. предприятие демонстрирует устойчивое развитие, входит в состав Торгово-промышленной палаты Республики Башкортостан. Продукция завода сертифицирована, соответствует требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 032/2013 и ТР ТС 010/2011. «Арматурный Завод» в этом году первым в России изготовил сильфонный блок предохранительных клапанов из титанового сплава по заказу АО «ПОЛИЭФ», входящего в ПАО «СИБУР Холдинг». Основная продукция ООО «Арматурный Завод» включает предохранительные пружинные клапаны, переключательные устройства, блоки предохранительных клапанов, клиновые задвижки, обратные поворотные клапаны и затворы, шаровые краны, дисковые затворы и запорные клапаны.

В число экспонентов «Рос-Газ-Экспо 2019» вошло ООО «Северная Компания» – российский производитель оборудования для сетей газораспределения. На стенде были представлены шкафные регуляторные пункты (ШРП) под маркой ШРП-НОРД, а также блочные пункты ГРПБ-НОРД, газорегуляторные установки ГРУ-НОРД, газовые краны



с изолирующим соединением, краны для подземной установки, газовые фильтры. В октябре 2019 г. на ШРП-НОРД и ГРПБ-НОРД был получен сертификат СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ. Продукция «Северной Компании» имеет вариативное исполнение, что позволяет выполнять индивидуальные пожелания заказчиков. Шкафные регуляторные пункты поставляются с одной и двумя линиями редуцирования, узлом учета газа, телеметрией. Для условий холодного климата разработаны газорегуляторные пункты с газовым или электрическим обогревом. Возможно исполнение ШРП с бытовыми вводами газа,

а также для подземной установки. Газовое отопительное оборудование «Северной Компании» было представлено на выставке компактными мини-котельными ТГУ-НОРД. Новинка года – ТГУ-НОРД Премиум – оснащена конденсационным котлом, системой телеметрии и может быть интегрирована в системы «умный дом» и «умный город».

Одним из участников экспозиции, получившим сертификат СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ, стало ООО ПКФ «Экс-Форма» – высокотехнологичное предприятие, с 1991 г. выпускающее широкий спектр промышленного газового оборудования. В 2019 г.



один из крупнейших в своем направлении завод «Экс-Форма» был удостоен высокого статуса «Лидер отрасли». На производстве в Саратове выпускаются автоматизированные газораспределительные станции, газорегуляторные пункты, котельные установки, арматура и другая продукция для сетей газораспределения. Сертификат СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ, врученный предприятию на отраслевом совещании ООО «Газпром межрегионгаз», подтверждает соответствие выпускаемой продукции требованиям нормативных документов ГОСТ Р 56019–2014 и ГОСТ 34011–2016.

ООО ПКФ «Экс-Форма» также является обладателем Сертификата соответствия системы менеджмента качества требованиям СТО Газпром 9001–2018 СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ.

На выставке «Рос-Газ-Экспо 2019» АО «Каспийский завод точной механики» представило линейку уникальных по своим характери-

Открыта
подписка
на 2020 год

Успейте оформить
на специальных
условиях!

Подробности у менеджеров:
+7 (495) 240-54-57
gp@neftegas.info

**ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**





стикам регуляторов давления газа типа РДК и шкафных газорегуляторных установок на их основе типа ШБДГ. Основанный в 1960 г. завод представляет собой предприятие полного цикла, имеющее все основные виды производств, включая механообработку, обработку металла давлением, изготовление деталей из пластмасс и резины, литейное, сварочное, инструментальное производство, а также изготовление защитных покрытий.

Продукция АО «КЗТМ» более 10 лет поставляется во многие регионы России и подтвердила свои высокие эксплуатационные характеристики. В рамках ПМГФ-2019 на закрытом совещании с генеральными директорами газораспределительных организаций и региональных компаний по реализации газа «Устойчивое развитие компаний группы лиц ООО «Газпром межрегионгаз» генеральному директору АО «КЗТМ» И.Б. Фатулаеву в торжественной обстановке был вручен сертификат соответствия СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ № ОГН4. RU. 1104. В00414.

Сертификат СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ на совещании получил челябинский промышленный кластер LD, имеющий в своем составе три завода, выпускающих трубопроводную арматуру. Ее ассортимент включает



стальные шаровые краны и дисковые затворы, фланцы, латунную арматуру LD Pride. Компания располагает собственным конструкторским центром, имеет свыше 10 патентов, в том числе международных. Производственные площадки оснащены современными станками с числовым программным управлением, комплексами автоматической сварки. В структуру предприятия входят обучающий центр и логистический центр площадью 3 тыс. м². В компании LD действует сервисная служба, которая осуществляет шеф-монтаж и выезд по обращениям. На сегодняшний день компания LD – в числе российских производителей, способных устанавливать новые стандарты в арматуростроении.



СОВРЕМЕННЫЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Среди мероприятий форума в этом году была впервые представлена корпоративная экспозиция ПАО «Газпром» «Современные отечественные технологии в газовой отрасли». Один из ее участников, российская компания «АКСИТЕХ», продемонстрировала совместные с ОАО «Газпром космические системы» инновационные технические решения – автоматизированную систему дистанционного управления шаровыми кранами АСДУК-ПКС и телеметрический комплекс АКТЕЛ-ГКС для проекта автоматизированной системы коммерческого учета газа. Особый интерес у аудитории вызвала Информационно-сервисная модель, формирующая новый подход к инвестированию в области внедрения средств телеметрии,

позволяющий существенно сократить финансовые затраты. Новые разработки компании «АКСИТЕХ» для объектов газоснабжения также были представлены на стенде Ассоциации производителей газового оборудования в рамках выставки «Рос-Газ-Экспо 2019». Председатель Совета директоров ООО «АКСИТЕХ» А.В. Базулев принял участие в совещании ООО «Газпром межрегионгаз», на котором компания получила сертификат соответствия СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ. А.В. Базулев отметил, что наличие у компании сертификата не только подтверждает качество выпускаемой продукции, но и предъявляет к ООО «АКСИТЕХ» самые высокие требования как к поставщику технических решений для Группы «Газпром».

RAO/CIS OFFSHORE 2019

XIV Международная конференция и выставка по освоению ресурсов нефти и газа российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ RAO/CIS OFFSHORE 2019 прошла с участием более 570 экспертов из 236 компаний России, Великобритании, Казахстана, Норвегии, Финляндии и Швейцарии. Профессиональная дискуссионная площадка предусматривала заинтересованный и компетентный обмен опытом, свободный дискурс по актуальным вопросам, способный дать импульс новым исследованиям и перспективным проектам на отечественном и зарубежном шельфе. Активное участие в работе RAO/CIS OFFSHORE 2019 приняло ООО «Газпром флот».

3 октября экспозиционные площадки ПМГФ-2019 посетили Председатель Совета директоров ПАО «Газпром», Специальный представитель Президента РФ по взаимодействию с Форумом стран-экспортеров газа В.А. Зубков, заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркелов, руководители профильных департаментов ПАО «Газпром», представители министерств и ведомств. ■

Встречи заказчиков и подрядчиков топливно-энергетического комплекса

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



Февраль

ИНВЕСТЭНЕРГО

Инвестиционные проекты в электроэнергетике

Обзор инвестиционных проектов и модернизация российской электроэнергетики, вопросы материально-технического обеспечения в отрасли, практика закупочной деятельности в крупнейших российских компаниях

ТЕК-RRU — Награждение лучших поставщиков оборудования и услуг в электроэнергетике

ТЕК-MAP.RU — Настенная карта по электроэнергетике



Март

НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

ТЕК-RRU — Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕК-ALLRU — База поставщиков нефтегазового комплекса

ТЕК-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта



Май

НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских ЕРС-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

ТЕК-RRU — Награждение лучших строительных подразделений по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕК-ALLRU — База поставщиков нефтегазостроительных компаний

ТЕК-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта



Сентябрь

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

ТЕК-RRU — Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтеперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕК-ALLRU — База подрядчиков для модернизации НПЗ

ТЕК-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта



Октябрь

НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

ТЕК-RRU — Награждение лучших нефтегазовых компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕК-ALLRU — База поставщиков нефтегазовых компаний

ТЕК-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта



Декабрь

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают "Газпром нефть", "Роснефть", "ЛУКОЙЛ", "Газфлот" и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

ТЕК-RRU — Выявление предприятий, способных работать для клиентов по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕК-ALLRU — База оборудования для нефтегазового шельфа

ТЕК-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

**МЕТАНОВЫЙ АВТОПАРК
СЭКОНОМИЛ «ГАЗПРОМУ»
4,8 МЛРД РУБ.**

25 сентября Председатель Совета директоров ПАО «Газпром» В.А. Зубков провел в Нижнем Новгороде совещание по перспективам развития национального газомоторного рынка.



В совещании приняли участие Полномочный представитель Президента РФ в Приволжском федеральном округе И.А. Комаров, члены Правления ПАО «Газпром», представители Группы «Газпром», Государственной Думы РФ, министерств, органов власти Нижегородской обл. и других субъектов РФ, промышленных, транспортных, коммунальных и финансовых организаций.

В ходе выступлений было отмечено, что «Газпром» ведет системную работу по расширению использования газа в качестве моторного топлива. Главная задача сейчас – сформировать и развить локальные рынки газомоторного топлива, которые будут объединены газомоторными коридорами на ключевых федеральных трассах. С 2015 по 2018 г. «Газпром» по-

строил 86 новых газозаправочных объектов. В 2019 г. планируется завершить строительство еще 43. Российские автопроизводители уже наладили выпуск широкой линейки техники на природном газе – более 220 моделей.

«Природный газ – это эффективный инструмент снижения издержек во всех отраслях экономики, где есть транспортная составляющая, – отметил В.А. Зубков. – Это хорошо видно по результатам работы «Газпрома». Мы активно переводим собственный парк техники на газ. С 2014 г. за счет замещения нефтяных видов топлива природным газом компания сэкономила 4,8 млрд руб. При этом сокращение выбросов загрязняющих веществ составило более чем 108,6 тыс. т».

На совещании был рассмотрен успешный опыт сельскохозяй-

ственных предприятий по переводу техники на газ. Отдельное внимание было уделено мерам поддержки на федеральном и региональном уровнях.

В Нижнем Новгороде делегация «Газпрома» посетила завод Группы ГАЗ, таксомоторный парк, работающий с легковыми автомобилями на метане, а также предприятие, выпускающее автомобильные газовые баллоны и передвижные автомобильные газовые заправщики. Для участников совещания на специализированном автотранспортном предприятии ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» была организована выставка современных моделей автотранспорта на природном газе, используемых в производственной деятельности компаний Группы «Газпром».

ДОМАШНЯЯ АГНКС

В дни проведения IX Петербургского международного газового форума компания «Арман Энерго» представила на своем выставочном стенде концепт «умного газового дома» и в его составе – индивидуальную мини-компрессорную станцию для заправки газомоторного автомобиля в домашних условиях.

Ставшее в октябре членом Торгово-промышленной палаты Санкт-Петербурга ООО «Арман-Энерго» специализируется на комплексных энергетических решениях, одно из которых – проект «умного газового дома», о котором говорили прошлой весной на форуме

Национальной газомоторной ассоциации. Проект максимально реализует потенциал бытового газа: от выработки электроэнергии до заправки автомобиля. В последнем случае используется портативная компрессорная газонаполнительная станция PHILL P30 производства итальянской компании FuelMaker. Колонка в защитном стальном корпусе с габаритами 762 × 356 × 330 мм и массой 43 кг подключается к бытовой газовой магистрали низкого давления или к системе автономного газохранилища, а также к электросети с напряжением 220 В. На выходе



компрессор дает давление 20,7 МПа, что позволяет заправить автомобильный баллон емкостью 24 м³ приблизительно за 6 ч. Расход электроэнергии при этом составляет 0,85 кВт/ч, уровень шума – 40 дБА. Устройство оснащено датчиками, автоматически перекрывающими подачу газа при разгерметизации контура. По словам представитель «Арман-Энерго», в настоящее время установку PHILL P30 можно приобрести по цене 220 тыс. руб. Ведется работа по локализации производства в России, в результате чего прогнозируемая цена устройства составит порядка 140 тыс. руб.

ГАЗОТРАНСПОРТ – ВОПРОСЫ ВЕДОМСТВЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

1–2 октября в Санкт–Петербурге состоялось отраслевое совещание руководителей и специалистов структурных подразделений администрации, дочерних предприятий и организаций ПАО «Газпром» по вопросам эксплуатации объектов газомоторной инфраструктуры, газомоторного транспорта и автотранспортного обеспечения производственной деятельности Группы «Газпром».

Автопарк ПАО «Газпром» сегодня насчитывает 11 658 ед. газотопливной техники, что составляет более 50 % общего состава. Приветствуя участников совещания, начальник Департамента ПАО «Газпром» В.А. Михаленко отметил, что расширение корпоративного автопарка в газомоторном направлении продолжается за счет приобретения новых моделей на сжиженном (СПГ) и компримированном (КПГ) природном газе и переоборудования существующей техники.

Реализации мероприятий по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива на корпоративном транспорте было посвящено выступление начальника Управления ПАО «Газпром» Ю.И. Хмелевского.

В этом году «Газпром» в очередной раз совместно с компанией Uniper SE выступил организатором международного автопробега «Голубой коридор – газ в моторы». О работе, проделанной при подготовке российского участка автопробега, рассказал начальник производственного отдела ООО «Газпром газомоторное топливо» В.Е. Уткин. Выступление



начальника Управления стандартизации и технического развития ООО «Газпром межрегионгаз» А.В. Филинова было посвящено осуществлению программы по расширению использования КПГ как моторного топлива для автопарков газораспределительных и реализующих газ на внутреннем рынке организаций.

На совещании руководители и специалисты транспортных отделов добывающих и газотранспортных дочерних предприятий ПАО «Газпром» поделились опытом эксплуатации газотопливных версий легковых автомобилей, грузовиков и автобусов, а также мобильных газозаправочных установок. Отдельное внимание было уделено состоянию и перспективам развития рынка зарубежья – в Республике Беларусь и Кыргызстане.

Первый день совещания завершили выступления представителей автозаводов и промышленных предприятий. В фокусе обсуждения оказались новые модели автотранспорта, использующего в качестве топлива КПГ и СПГ, новые сервисные программы, перспективные решения в области газобаллонного оборудования, стационарных и мобильных заправок комплексов, лизинговые программы.

2 октября участники совещания обсуждали вопросы безопасной эксплуатации газомоторных транспортных средств, их обслуживания и ремонта. Отдельно рассматривалась тема мониторинга газотопливного транспорта корпоративных автопарков дочерних предприятий ПАО «Газпром» с помощью оборудования ГЛОНАСС/GPS и с учетом их удаленной диагностики. Доклады представителей ПАО «Газпром» дополнили выступления конструкторов автопредприятий, предложивших ряд новых технологических решений в области повышения безопасности оснащенных газобаллонным оборудованием транспортных средств и спецтехники.



ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ РАБОТЫ С СПГ

- СТАНЦИИ ПЕРЕКАЧКИ ВЫСОКОГО И НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ
- НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- ИСПАРИТЕЛИ
- ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА
- СТАНЦИИ ЗАПРАВКИ СПГ

- РАЗРАБОТКА
- СОБСТВЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВО
- ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ
- ГАРАНТИЙНОЕ И ПОСТГАРАНТИЙНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

НАГРАЖДЕНЫ ЛАУРЕАТЫ КОНКУРСА

4 октября 2019 г. в рамках IX Петербургского международного газового форума прошла торжественная церемония награждения победителей Международного конкурса молодых ученых «Нефтегазовые проекты: взгляд в будущее».

Международный конкурс молодых ученых «Нефтегазовые проекты: взгляд в будущее», учрежденный Международным деловым конгрессом (МДК) и журналом «Газовая промышленность», в 2019 г. проводился во второй раз в расширенном формате по следующим номинациям: «Добыча, переработка, транспортировка и хранение углеводородов, СПГ-проекты», «Электроэнергетика», «IT-решения». В новом формате участникам было предложено дополнительное задание конкурса Young Vision Award (учредители – компании Gazprom EP International и Wintershall Dea): «Цифровая революция – какими мы хотим видеть нефтегазовые проекты по добыче и переработке в будущем?».

В этом году в конкурсе «Нефтегазовые проекты: взгляд в будущее» приняло участие 123 человека из 10 стран мира.

Победителем конкурса стал доцент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина Вадим Цыганков (Россия) с проектом «Технология гидроразрыва пласта на основе сжиженного нефтяного газа для разработки газовых и нефтяных месторождений».

Второе место было присуждено Валерии Степановой (Россия, ООО «Газпром нефть НТЦ») за проект «Цифровая платформа для мониторинга запасов и ресурсов».

Третье место занял Ю Хао, представитель компании SINOPEC Petrochemical (КНР), с проектом «Метод испытания снарядного режима двухфазного течения, основанный на характеристике



затухания ультразвукового эха от двухфазного жидкостного потока».

Награды победителям конкурса вручили заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром», председатель рабочего комитета МДК «Современные технологии и перспективные проекты нефтегазового комплекса», председатель конкурсного жюри В.А. Маркелов и исполнительный вице-президент компании Linde plc., генеральный исполнительный директор Linde Engineering Кристиан Брух.

Помимо лауреатов I, II и III мест конкурса, также были награждены победители в специальных номинациях. Юрий Дубинов (Россия, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина) был удостоен приза в номинации «Оборудование нового поколения» с проектом «Оптимизация конструкций и производства горного оборудования как основа для создания современного и эффективного способа добычи нефти». Награду победителю вручил начальник Департамента ПАО «Газпром», член Организационного комитета конкурса П.В. Крылов.

Награду в номинации «Инновации в геомоделировании» получила Фохиме Хадавимогаддам (Иран, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина) за проект «Разработка нового подхода к оценке свойств пластовых пород и флюидов на основе методов машинного обучения». Награду вручил ректор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина В.Г. Мартынов.

В специальной номинации «Цифровая реализация» победила

Диана Тыртышова (Россия, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина) с проектом «Разработка симулятора газового трейдинга». Награду вручил президент СРО АСГНК, председатель Экспертного комитета конкурса Б.В. Будзуляк.

Первое место в конкурсном задании Young Vision Award «Цифровая революция – какими мы хотим видеть нефтегазовые проекты по добыче и переработке в будущем?» заняли Георгий Пушкарев и Илья Садилов (Россия, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина) с проектом «Интеллектуальная буровая установка». Награды лауреатам вручил управляющий директор компании Gazprom EP International А.С. Фик.

В этом же конкурсном задании специального приза в номинации «Мультипроцессинговые решения в нефтегазовой отрасли» был удостоен Сергей Строкин (Россия, Санкт-Петербургский горный университет). За проект «Мобильное приложение для неотъемлемой части бизнеса в сфере разведки и добычи» награду вручил член правления, ответственный за Россию, Латинскую Америку и газотранспортные проекты компании Wintershall Dea, Тило Виланд.

Лауреаты Международного конкурса молодых ученых «Нефтегазовые проекты: взгляд в будущее» были награждены стажировками в компаниях – членах МДК, возможностью участия в международных отраслевых форумах за счет организаторов конкурса, почетными дипломами, памятными значками.



ОТРАСЛЕВОЕ СОВЕЩАНИЕ ГЛАВНЫХ МЕТРОЛОГОВ ДОЧЕРНИХ ОБЩЕСТВ И ОРГАНИЗАЦИЙ ПАО «ГАЗПРОМ»

23–27 сентября 2019 г. в Геленджике состоялось выездное отраслевое совещание главных метрологов дочерних предприятий и структурных подразделений ПАО «Газпром». В мероприятии приняли участие представители профильного Департамента компании, добывающих, газотранспортных и перерабатывающих дочерних предприятий, специализированных государственных институтов, российских производителей средств измерений. Партнером совещания выступило ПАО «Газпром автоматизация».

Метрологическое обеспечение производственных процессов в газовой отрасли способствует их эффективности, повышает рентабельность, снижает риски и минимизирует негативное экологическое воздействие – об этом говорил, приветствуя участников совещания, начальник Департамента ПАО «Газпром» В.Х. Герцог. Представители Департамента также ознакомили аудиторию с основными принципами формирования инвестиционной Программы ПАО «Газпром» и Программы диагностики, технического обслуживания и ремонта, касающейся объектов метрологического обеспечения, аккредитации и подтверждения компетентности лабораторий в национальной и корпоративной системах. Актуализации межгосударственных стандартов по определению компонентного состава природного газа был посвящен доклад Т.А. Поповой – руководителя сектора научно-исследовательского отдела государственных эталонов в области физико-химических измерений ФГУП «Всероссийский научно-

исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева».

Руководители отделов метрологического обеспечения дочерних компаний ПАО «Газпром» в своих выступлениях подняли наиболее важные производственные вопросы и предложили способы их решения. Среди затронутых тем были проекты реализации требований государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке; метрологическое обеспечение освоения шельфовых газовых месторождений, транспортировки на отремонтированных участках газопроводов, обслуживания резервуарных парков; опыт внедрения и развития автоматизированной системы «АРМ-Метролог» и др.

В рамках совещания участники также обсудили реализацию дорожной карты по созданию новых средств измерений и разработку новых нормативных документов в области стандартизации метрологического обеспечения. Отдельная сессия была посвящена новым предложениям российских производителей средств

измерений, таким как оптические измерительные системы, ультразвуковые расходомеры, системы потоковой газовой хроматографии и др. Особое внимание в докладах представителей промышленных предприятий уделялось локализации производства иностранного оборудования и освоению инновационных мировых технологий, а также сертификации продукции в Системе добровольной сертификации ИНТЕРГАЗСЕРТ.

В ходе работы совещания его участники смогли ознакомиться с выставками, организованными на площади конгресс-холла «Югорский». Экспозиция «Разбудившая землю» была приурочена к 65-летию открытия Березовского газа. Мобильный выставочный комплекс ООО «Газпром трансгаз Югорск» продемонстрировал основные принципы транспортировки природного газа. По итогам работы совещания была отмечена его важность для координации деятельности отделов метрологического обеспечения в структуре дочерних предприятий ПАО «Газпром». ■

«ИНФЛЕКС-ФК-31» – ТЕХНОЛОГИЧНЫЙ, БЫСТРЫЙ И БЕЗОПАСНЫЙ СПОСОБ ОГНЕЗАЩИТЫ КАБЕЛЕЙ

Анализ причин возникновения пожаров в быту и на промышленных объектах показывает, что одной из самых распространенных (< 25 % от более чем 40 тыс. пожаров в год) становится нарушение правил устройства и эксплуатации электроустановок. Подобные нарушения вызывают возгорание изоляции электрических кабелей и энергетического оборудования с дальнейшим развитием пожара и его распространением в объеме сооружений. Эти пожары ежегодно приводят к многомиллионному материальному ущербу и человеческим жертвам, поэтому нужно обязательно проводить противопожарную профилактику.

Чтобы избежать возгорания, необходимо осуществлять регламентные и профилактические работы по предупреждению, выявлению и ремонту элементов электросетевого хозяйства, а также принимать меры по предотвращению возможных последствий их некачественного проведения. В целях обеспечения пожарной безопасности на объектах кабельного хозяйства электроустановок, для локализации или недопущения распространения пламени по их поверхности применяется обработка сгораемой изоляции кабелей огнезащитными составами.

ОГНЕЗАЩИТНЫЕ СОСТАВЫ

В настоящее время на рынке представлен широкий ассортимент подобной продукции, начиная от огнезащитных обмазочных и пастовых составов и заканчивая акриловыми водо- и органорастворимыми интумесцентными (вспучивающимися) красками и мастиками. Наиболее часто применяемыми считаются последние: принцип их действия основан на образовании многократно вспучивающегося прочного слоя пенококса при воздействии высокой температуры (от 150 °С). Пенококс, обладающий высокими теплоизолирующими свойствами, защищает поверхность металла от нагревания.

Основная проблема применения огнезащитных красок и мастик связана с высокой сложностью их качественного нанесения: нужны тщательная подготовка поверх-

ности, начиная с обеспыливания и обезжиривания и заканчивая удалением старых покрытий, и обеспечение защищаемого участка на всех этапах. Это превращает весь процесс в дорогостоящее и растянутое во времени мероприятие. Кроме этого, применение напыляемых составов, в большинстве своем не обладающих антикоррозионными свойствами, негативно влияет на коррозионную стойкость кабеленесущей арматуры и требует тщательной изоляции и укрывания всех контактных поверхностей. Трудности возникают также при нанесении определенной толщины состава с последующей сушкой, которая в зависимости от температуры и относительной влажности может длиться до недели, а полное отверждение происходит не ранее чем через месяц. Требуется и постоянный контроль за состоянием покрытия на весь заявленный производителем срок службы. Среди прочих недостатков можно назвать: непереносимость повышенного увлажнения (прокладка в неотапливаемых тоннелях и подвалах); развитие подслоной коррозии металлических поверхностей в связи с гигроскопичностью покрытия; необходимость удаления покрытия с очень большой вероятностью повреждения изоляции по окончании срока службы.

Главные минусы окрасочной огнезащиты – снижение коэффициента токовой нагрузки за счет уменьшения естественного охлаждения проводника; сплошности и плотности покрытия, нарушаю-

щие теплообмен с окружающим воздухом.

Все перечисленное заставляет серьезно задуматься над выбором способа защиты, исходя не из цены за килограмм или квадратный метр, а подходя к решению вопроса комплексно.

СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ

Первый вышеописанный способ со сплошным нанесением огнезащитных составов на всю поверхность кабеля (проводника) – относительно дешев; долговечен; малоэффективен; сложен в реализации; недолговечен.

Второй – применение кабелей и проводников в трудногорючей или вообще не горючей изоляции (с индексом НГ), а также не распространяющей горение по поверхности. Но использование готового и безопасного изделия напрямую от завода-изготовителя – дорого; применяется в основном при новом строительстве; при капитальном ремонте и реконструкции эффект достигается только при замене всех 100 % кабельной продукции.

Третий – уникальная система защиты кабелей и кабельных линий. Она представляет собой гибкую композитную сетку, покрытую огнезащитным составом, вспучивающимся при воздействии высокой температуры с образованием устойчивого пористого теплоизолирующего слоя в точке возгорания.

Единственная в своем роде система «ИНФЛЕКС-ФК-31» разработана ООО «МорНефтеГазСтрой» на ос-



Рис. 1. Оцинкованные кламмеры с отгибающимися лапками

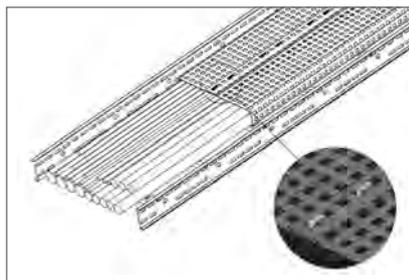


Рис. 2. Проложенная внутри лотка сетка для оборачивания кабелей

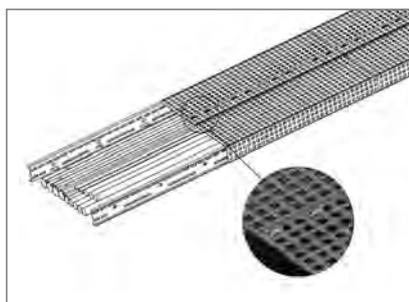


Рис. 3. Сетка, обернутая снаружи лотка

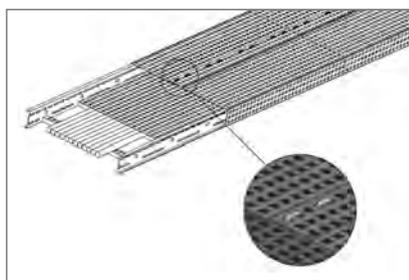


Рис. 4. Двойное оборачивание лотка сеткой внутри и снаружи

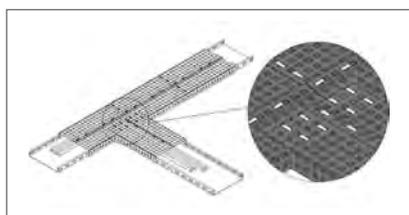


Рис. 5. Варианты крепления сетки в местах стыковки лотков

нове собственной многолетней практической работы в области огнезащиты объектов.

«ИНФЛЕКС-ФК-31» применяется для предотвращения распространения пламени по оболочкам электрических кабелей в случае возникновения пожара или иной нештатной ситуации, связанной с повышением до критической температуры поверхности кабелей, в соответствии с ГОСТ Р 53311-2009 и ГОСТ Р МЭК 60332-3-22-2005. Заявленный производителем срок эксплуатации составляет не менее 20 лет.

Уникальность данной системы состоит в возможности ее применения практически в любых климатических условиях без использования специализированного оборудования и инструмента. С ней может работать технический персонал любой квалификации, без какой-либо подготовки поверхности. При этом система позволяет выполнить работы по огнезащите в самые кратчайшие сроки и многократно, без потери целостности произвести демонтаж-монтаж при прокладке дополнительных или замене неисправных кабелей и проводников, а также во время общей реконструкции кабельного хозяйства. Еще одной важной отличительной особенностью системы, изготовленной в виде сетки, стало полное отсутствие влияния на запроектованную токовую нагрузку защищаемых кабельных линий.

СПОСОБЫ МОНТАЖА

Сетка кроится при помощи канцелярского ножа или ножниц. Раскрой выполняется после измерения полного периметра участка монтажа с обязательным добавлением к полученному результату 50 мм на нахлест, который делается как по долевой, так и по поперечной стороне.

Между собой полотна сетки соединяются специальными оцинкованными кламмерами с отгибающимися лапками (рис. 1) с шагом установки не более 400 мм. Сетка монтируется путем оборачивания

кабеля или пучка кабелей, в том числе вместе с лотком, в один слой с нахлестом около 50 мм с применением монтажных скоб или оцинкованной вязальной проволоки.

В случае если кабельный лоток еще не заполнен, необходимо проложить сетку непосредственно внутри лотка, а затем обернуть ею кабели (рис. 2).

Если расстояние от поверхности пучка кабелей составляет не более 40 мм до горизонтальной плоскости, образованной боковыми ребрами лотка, сетка оборачивается вокруг лотка (рис. 3).

При расстоянии от поверхности пучка кабелей более 40 мм от горизонтальной плоскости, образованной боковыми ребрами лотка, нужно проложить полотно сетки внутрь кабельного лотка непосредственно на кабели и обернуть лоток снаружи (рис. 4).

Варианты крепления сетки в местах стыковки лотков (пересечения, повороты и т.п.) представлены на рис. 5.

ВЫВОДЫ

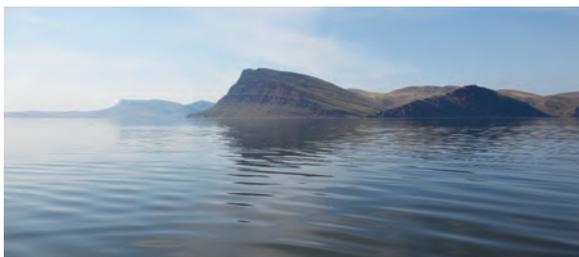
Материал российского производства «ИНФЛЕКС-ФК-31» – самый технологичный, быстрый и безопасный на сегодняшний день способ огнезащиты кабелей, в том числе в условиях повышенной влажности и отрицательных температур. Он не требует подготовки поверхностей, дорогостоящего оборудования и привлечения высококвалифицированного персонала. «ИНФЛЕКС-ФК-31» – единственное решение, гарантирующее реальную защиту кабелей от распространения пожара. ■



000 «МорНефтеГазСтрой»
197022, РФ, г. Санкт-Петербург,
Аптекарская наб., д. 8,
лит. А, оф. 633
Тел/факс: +7 (812) 600-90-00
E-mail: info@mngs-spb.com
www.mngs.spb



РЕКОМЕНДУЕМ ПРОЧИТАТЬ



В статье проведена оценка возможности увеличения углеводородного потенциала чокракских отложений Таманского п-ова. Актуальность данной проблемы обусловлена высокой степенью выработанности запасов сырья в выявленных структурах Краснодарского края. На основании детального анализа большого объема данных по геологии авторы делают вывод о схожести палеогеографических условий в пределах Западно-Кубанского и Керченско-Таманского прогибов и доказывают перспективность создания нового направления поисковых работ. Высказаны рекомендации по проведению геологоразведочных работ на чокракские отложения. Сделано и обосновано предположение о возможности продолжения удаленных частей конусов выноса песчано-алевритового материала в Керченско-Таманский прогиб и выделены благоприятные для формирования коллекторов зоны.

«СИНКЛИНАЛЬНЫЕ МЕЖГРЯДОВЫЕ ЗОНЫ КАК НОВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ЧОКРАКСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ ТАМАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА». с. 82

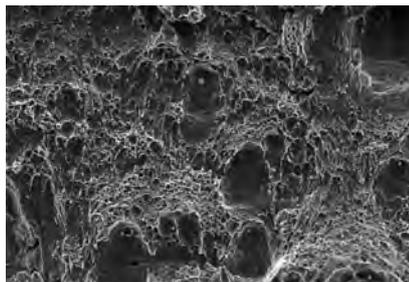
Попадание в трубы почвы и воды не позволяет ввести трубопровод в эксплуатацию после строительства или ремонтных работ без принятия дополнительных мер по их очистке. В этой связи возможность обеспечения герметичности внутренней полости труб имеет значительный практический интерес. В статье рассмотрены существующие методы очистки внутренней полости трубопроводов и проведена оценка материальных и временных затрат на обеспечение их герметичности. Автор представил разработанную конструкцию для решения данной задачи. Описаны схема нового герметизатора внутренней полости трубопровода и результаты стендовых испытаний на избыточное давление в течение суток. Иллюстрируется установка герметизатора с дыхательным клапаном на трубопровод в рабочих условиях. К достоинствам конструкции можно отнести надежность, простоту монтажа и рентабельность производства и эксплуатации.

«ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА». с. 46



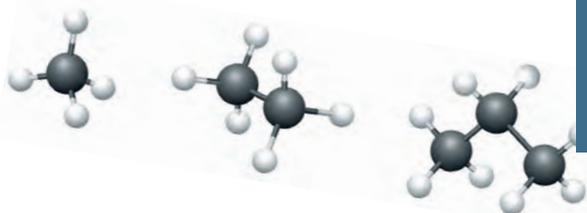
Повышение надежности, безопасности и рентабельности добычи полезных ископаемых в условиях арктического шельфа представляет собой актуальную задачу в перспективе освоения морских месторождений. В статье с использованием литературных данных по динамике климатических условий Арктики обоснована рациональность создания подводной буровой платформы. Приведена схема конструкции установки; показано, что оптимальная форма корпуса с точки зрения надежности и вместимости представляет собой полый тороид. Представлены результаты расчета минимально необходимой толщины стенок корпуса в зависимости от характеристик используемых материалов (сталей) и предполагаемой максимальной глубины погружения. Показано, что при толщине стенки 50 мм подводная платформа может применяться на 80 % глубин российской части арктического шельфа.

«ВЫБОР ТОЛЩИНЫ КОРПУСА ПОДВОДНОГО НЕФТЕГАЗОВОГО СООРУЖЕНИЯ». с. 66



Сжиженный природный газ представляет собой эффективное и относительно экологичное топливо, развитие его крупнотоннажного производства входит в число основных задач газовой промышленности в России. В связи с этим значительный интерес представляют технические решения для получения, хранения и транспортировки СПГ. В статье представлен обзор сталей и сплавов для конструкций емкостей для хранения СПГ с акцентом на способность материалов сохранять рабочие характеристики при криогенных температурах и рентабельность производства. Приведена информация о действующих отечественных заводах СПГ и современных проектах, обоснована необходимость перехода с зарубежных материалов и технологий на российские. Рассмотрены нормативные для данной области требования к различным материалам: стандартным конструкционным сталям, ферритным сталям и некоторым сплавам. Описаны новые спецификации сталей с содержанием никеля 9 мас. %, предназначенных для крупных емкостей для хранения СПГ, описаны перспективные методы получения изделий из таких материалов с использованием термомеханической обработки. Представлены результаты испытаний проката на отечественном заводе ПАО «Северсталь».

«МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ КРУПНОТОННАЖНЫХ ЕМКОВСТЕЙ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ СПГ». с. 100



В статье дан анализ ситуации с промышленным производством гелия в России и перспектив освоения гелионосных месторождений Восточной Сибири. Рассмотрены способы получения гелиевого концентрата и показана эффективность мембранного метода. Описана мембранная технология, позволяющая получать не только гелиевый концентрат, но и чистый гелий, а также схема очистки гелиевого концентрата и получения гелия на основе сжигания природного газа. Предложено комбинировать мембранный и криогенный методы в целях повышения качества и уменьшения себестоимости целевого продукта.

«МЕМБРАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ КАК ПЕРСПЕКТИВНЫЙ МЕТОД ПОЛУЧЕНИЯ ГЕЛИЯ». с. 108



В работе представлена методика оценки рисков прорыва воды к добывающим скважинам с учетом неопределенности исходных геологических и промысловых данных применительно к шельфовой газоконденсатной залежи, эксплуатируемой в течение 17 лет. Рассмотрена многовариантная адаптация гидродинамической модели к истории разработки месторождения с использованием программного пакета MEPO. Приведены результаты четырех итераций 720 многовариантных расчетов, обосновано исключение ряда варьируемых параметров. Предложены граничные условия, повышающие достоверность результатов моделирования. Представлены статистические критерии для выбора адекватной модели. Приведены гистограммы распределения основных параметров, показаны расчетные профили накопленной добычи воды. Доказано, что применяемый метод позволяет достоверно прогнозировать промысловые риски работы скважин.

«ПРИМЕНЕНИЕ МНОВВАРИАНТНЫХ РАСЧЕТОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ДОБЫЧИ ГАЗА В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ». с. 70

МОБИЛЬНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

УДК 621.65.053

И.М. Тамеев, ООО «Газпром трансгаз Казань» (Казань, РФ)

С.Н. Сосков, АО «НПП «Компрессор» (Казань, РФ)

А.С. Зимняков, АО «НПП «Компрессор»

А.В. Утяшов, ООО «Газпром трансгаз Казань», a-utyashov@tattg.gazprom.ru

Потери природного газа при выводе из эксплуатации участков газопроводов представляют собой серьезную экономическую и экологическую проблему. Чтобы избежать стравливания сырья в атмосферу, рационально использовать мобильные компрессорные станции, позволяющие перекачивать газ из предназначенного для ремонта или профилактических работ участка в действующий газопровод. Поскольку представленное на рынке оборудование дорогостоящее и по техническим характеристикам не отвечает запросам российских поставщиков, ООО «Газпром трансгаз Казань» поставлена задача сконструировать и ввести в эксплуатацию высокопроизводительную компрессорную станцию отечественного производства, несложную в обслуживании и с низкой себестоимостью.

В статье описана авторская разработка – мобильная компрессорная станция с газотурбинным приводом «МКУ-МТ/ГП». Конструкция состоит из трех блоков, каждый из которых выполнен в виде отдельной транспортной единицы. Модули соединяются между собой с помощью гибких элементов и быстроразборных соединений. Установка отличается небольшими габаритами и высокой производительностью. Топливом для работы компрессорной станции служит перекачиваемый газ, что делает «МКУ-МТ/ГП» полностью автономной. При проектировании оборудования большое внимание уделено автоматизации процессов, комфорту и безопасности персонала.

Опытный образец «МКУ-МТ/ГП» прошел приемочные испытания и рекомендован приемочной комиссией ПАО «Газпром» к использованию в качестве эталона для серийного производства.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗ, ГАЗОПРОВОД, ПОТЕРИ, ПЕРЕКАЧКА, МОБИЛЬНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ, КОНСТРУКЦИЯ, ОТЕЧЕСТВЕННАЯ РАЗРАБОТКА.

Ежегодно сотни миллионов кубических метров природного газа теряются в результате стравливания в атмосферу при проведении планово-профилактических и ремонтных работ на магистральных газопроводах (МГП). В некоторых зарубежных странах эта проблема решается с помощью мобильных компрессорных станций (МКС), осуществляющих перекачку газа из выводимого в ремонт участка в проходящий параллельно газопровод или в отсек за отключающим запорным краном по направлению движения газа [1]. Однако выбор представленных на рынке МКС крайне ограничен. На сегодняшний день серийными образцами располагает только австрийская компания Leobersdorfer

Maschinenfabrik GmbH (LMF) [2]. Будучи монополистом, она диктует свои условия и устанавливает высокие цены на продукцию.

Компания LMF выпускает две модификации МКС с небольшой мощностью 475 и 750 кВт [2]. Производительность этого оборудования при перекачке газа с понижением давления на всасывании от 7355 до 981 кН/м² составляет порядка 1·10⁴ м³/ч при нормальных условиях. Чтобы осуществить перекачку из участка МГП менее чем за 100 ч, требуется установка с существенно большей производительностью (порядка 2,7·10⁴ м³/ч). Необходимый результат можно получить, если подключить несколько действующих в параллельном режиме дорогостоящих

импортных агрегатов, но такой путь представляется нерациональным. В этой связи в конце 2014 г. по инициативе ООО «Газпром трансгаз Казань» в рамках программы научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ была поставлена задача создать установку МКС высокой производительности.

КОНСТРУКЦИЯ МКС С ГАЗОТУРБИНЫМ ПРИВОДОМ

К настоящему времени изготовлен и прошел приемочные испытания [3] опытный образец МКС с газотурбинным приводом «МКУ-МТ/ГП». Установка соответствует требованиям [4]. Многие технические и конструкторские решения защищены в качестве

I.M. Tameev, Gazprom transgaz Kazan LLC (Kazan, the Russian Federation)

S.N. Soskov, AO NPP Compressor (Kazan, the Russian Federation)

A.S. Zimnyakov, AO NPP Compressor

A.V. Utyashov, Gazprom transgaz Kazan LLC, a-utyashov@tattg.gazprom.ru

Next generation mobile compressor station

Natural gas losses when decommissioning the sections of gas pipelines, represent a serious economic and environmental problem. To avoid feed bleeding into the atmosphere, it is appropriate to use mobile compressor stations that enable gas pumping from the area designed for repair or maintenance to the active gas pipeline. Since the equipment available on the market is expensive and does not meet the requirements of Russian suppliers in terms of technical performance, Gazprom transgaz Kazan has set itself the task to design and commission a domestically produced high-performance compressor station, that would be easy to maintain and have low cost price.

The article describes the authors' research and design product, which is a gas-turbine-driven mobile compressor station (MCP-MT/GTD = mobile compressor plant, module type, gas-turbine-driven). The design comprises of three blocks, each of them made as a separate transport unit. Modules are interconnected using flexible elements and quick-disconnecting joints. The plant is characterized by small size and high performance. Pumped gas is used as a fuel for the compressor station, which makes MCP-MT/GTD fully autonomous. When designing the equipment, a great attention was given to process automation, and to comfort and safety of the staff.

Pilot sample of MCP-MT/GTD has undergone the acceptance test and is recommended by the acceptance board of Gazprom PJSC to be used as a standard for serial production.

KEYWORDS: GAS, GAS PIPELINE, LOSS, PUMPING, MOBILE COMPRESSOR STATION, DESIGN, DOMESTIC R&D PRODUCT, DOMESTIC RESEARCH AND DESIGN PRODUCT.



Рис. 1. Мобильная компрессорная станция с газотурбинным приводом «МКУ-МТ/ГП»
Fig. 1. MCP-MT/GTD, gas-turbine-driven mobile compressor station (MCS)

объектов патентного и авторского прав [5–7].

Установка состоит из трех связанных между собой блоков – агрегатного модуля (МА), модуля масло-газовых систем (ММГС) и модуля вспомогательных систем (МВС) (рис. 1). Каждый модуль выполнен в виде отдельной транспортной единицы на базе трехосного автомобильного полуприцепа, на котором установлен

блок-контейнер с размещенным внутри технологическим оборудованием. Модули соединяются между собой с помощью гибких элементов и быстроразборных соединений.

Компрессорный агрегат

Компрессорный агрегат установлен в МА (рис. 2).

Принципиальное отличие представленной разработки от ана-



Рис. 2. Агрегатный модуль МКС «МКУ-МТ/ГП»
Fig. 2. Aggregate module of MCP-MT/GTD MCS

логов – использование винтовых компрессоров и газотурбинного двигателя в качестве их привода. В известных существующих или проектируемых МКС применяются поршневые компрессоры с газопоршневым приводом. За счет компактности авторской конструкции компрессорный агрегат размещается в контейнере с габаритными размерами 8,5 × 2,4 × 2,5 м, где располагаются и все обеспечивающие нормальную работу газотурбинного привода системы:

- подготовки топливного газа;
- маслообеспечения в комплекте с маслобаком, фильтрами и маслоохладителем;
- комплексное воздухоочистительное устройство;
- вибромониторинга;
- и другое оборудование.



Рис. 3. Модуль масло-газовых систем МКС «МКУ-МТ/ГП»
Fig. 3. Oil/gas system module of MCP-MT/GTD MCS

Газотурбинный двигатель номинальной мощностью 2750 кВт работает на перекачиваемом природном газе. Через двухпоточный мультипликатор он передает крутящий момент на два винтовых газовых компрессора высокого давления, работающих в диапазонах давления всасывания от 490 до 3432 кН/м² и давления нагнетания от 981 до 7845 кН/м² и обеспечивающих перекачку газа в заданном режиме. Двухпоточный мультипликатор снабжен агрегатом смазки, который осуществляет подачу масла к подшипникам и зубчатым зацеплениям. Охлаждение масла происходит во встроенном в крышу контейнера аппарате воз-

душного охлаждения. В системе предусмотрена возможность контроля температуры и давления масла, а в мультипликаторе температура подшипников измеряется в непрерывном режиме.

Два винтовых маслозаполненных газовых компрессора, каждый из которых имеет производительность 1,1·10³ м³/ч по условиям всасывания, обеспечивают среднюю производительность «МКУ-МТ/ГП» порядка 3,8·10⁴ м³/час при нормальных условиях. Такие характеристики сокращают время, необходимое для перекачки газа из участка МГП длиной 28 км и условным диаметром 1400 мм с понижением давления от 7355 до 981 кН/м², примерно до 70 ч. Конструкция компрессоров позволяет в автоматическом режиме изменять их производительность и внутреннюю степень сжатия, в результате чего оптимальные газодинамические характеристики обеспечиваются с момента запуска установки до завершения ее работы.

Модуль масло-газовых систем

Для удобства обслуживания МКС, оптимизации расходно-напорных характеристик газовой системы и системы маслообеспечения компрессоров все оборудование указанных систем размещено в отдельном модуле – ММГС.

Газовая система установки, включающая в себя запорно-регулирующую и предохранительную арматуру, трубопроводную обвязку и газовые эжекторы, обеспечивает перекачку газа с заданными параметрами на выходе из установки. Газовые эжекторы понижают температуру газа на выходе до заданного значения (не более 40 °С).

В систему маслообеспечения газовых компрессоров входят маслоотделители, маслоохладители, пусковые маслонасосы, трубопроводная обвязка с запорно-регулирующей и предохранительной арматурой. Для охлаждения масла используется тосольный контур, его основное оборудование размещено в одном из отсеков МКС.



Рис. 4. Модуль вспомогательных систем МКС «МКУ-МТ/ГП»
Fig. 4. Auxiliary system module of MCP-MT/GTD MCS

Модуль вспомогательных систем

Модуль вспомогательных систем разделен на три отсека (рис. 4). В одном из них, как упоминалось выше, расположено оборудование тосольной системы охлаждения: бак, насос и аппараты воздушного охлаждения.

Размещенная во втором отсеке газовая миниэлектростанция перерабатывает часть перекачиваемого топлива в электроэнергию для запуска газотурбинного двигателя и собственных нужд всей установки. Это делает «МКУ-МТ/ГП» полностью автономной, не зависящей от внешних источников электропитания.

В третьем отсеке находится автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора (рис. 5). При отделке этого отсека использованы современные экологически чистые материалы. В помещении автоматически поддерживаются комфортные условия микроклимата (температура, влажность и освещение настраиваются индивидуально под каждого человека) и предусмотрен высокий уровень шумоизоляции. Тем самым



Рис. 5. Автоматизированное рабочее место оператора МКС «МКУ-МТ/ГП»
Fig. 5. Automated workplace of MCP-MT/GTD MCS operator

обеспечивается возможность длительного нахождения персонала и минимизируется отрицательное воздействие факторов внешней среды.

Система управления

Процесс работы «МКУ-МТ/ГП» с момента ее запуска и до остановки после завершения перекачки газа полностью автоматизирован. Общее центральное управление всеми системами осуществляется программируемым логическим контроллером (ПЛК) Modicon M340, установленным в шкафу управления в операторском отсеке МВС. Технологическим оборудованием, расположенным в контейнерах МА и ММГС, управляет ПЛК Modicon M221. Обмен данными между контроллерами и АРМ происходит по сети Ethernet 100 Base T с применением беспроводной связи Wi-Fi.

В состав АРМ оператора входит промышленный плоскостельный компьютер с сенсорным

экраном диагональю 19 дюймов (0,48 м), выполняющий функцию центральной панели управления «МКУ-МТ/ГП». Оператор может в реальном времени получать информацию по тренду интересующего его технологического параметра. Все данные автоматически записываются в архив.

ИСПЫТАНИЯ «МКУ-МТ/ГП»

Работа опытного образца «МКУ-МТ/ГП» протестирована в реальных условиях. С его помощью осуществлена перекачка газа из отключенного участка 2049–2084 км МГП Уренгой – Ужгород – Лупинг в действующий МГП Уренгой – Ужгород; оба находятся в зоне эксплуатационной ответственности ООО «Газпром трансгаз Казань».

Испытания проведены в два этапа.

Первый этап – предварительные испытания. Выполнены в осенне-зимний период 2016 г. при отрицательных (до –27 °С) значениях температуры окружающей среды.

Второй этап – приемочные испытания. Выполнены в летний период 2017 г. при высокой (до 31 °С) внешней температуре.

Приемочная комиссия ПАО «Газпром» отметила соответствие опытного образца «МКУ-МТ/ГП» требованиям технического задания на его разработку и рекомендовала использовать в качестве эталона для серийного производства.

ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ «МКУ-МТ/ГП» В ПРОИЗВОДСТВО

В целях внедрения на объектах ПАО «Газпром» высокопроизводительных МКС нового поколения намечен комплекс мероприятий по доработке опытного образца «МКУ-МТ/ГП» до серийной модификации. Эти мероприятия включены в «Дорожную карту по взаимодействию ПАО «Газпром» с промышленным комплексом Республики Татарстан» [8], что вселяет уверенность в успешной реализации намеченного плана. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. LMF. Pipeline Evacuation Job at the Austro-Italian Pipeline [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.lmf.at/news-events/single/article/pipeline-evacuation-job-at-the-austro-italian-pipeline/> (дата обращения: 13.10.2019).
2. LMF. Pipeline Evacuation [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.lmf.at/nc/business-areas/pipeline-evacuation/?sword_list%5B0%5D=mobile&cHash=54f4aa322e256aaff2eae7330e25e3e9 (дата обращения: 13.10.2019).
3. ГОСТ 34069-2017. Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Мобильная компрессорная станция. Контроль и испытания [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200144939> (дата обращения: 11.10.2019).
4. ГОСТ 34070-2017. Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Мобильная компрессорная станция. Технические требования [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200144940> (дата обращения: 11.10.2019).
5. Р.А. Кантюков, И.М. Тамеев, С.А. Зимняков и др. Разработка технологии глубокой перекачки газа из ремонтируемых участков магистральных газопроводов с использованием мобильной компрессорной станции // Наука и техника в газовой промышленности. 2011. № 1 (45). С. 49–52.
6. Патент № 2465486 RU. Способ откачки газа из отключенного участка магистрального газопровода (варианты) и мобильная компрессорная станция для его осуществления (варианты) / Р.А. Кантюков, И.М. Тамеев, Р.Р. Кантюков и др. Заявл. 23.05.2011, опубл. 27.10.2012 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.freepatent.ru/images/patents/74/2465486/patent-2465486.pdf> (дата обращения: 13.10.2019).
7. Свидетельство о регистрации прав на ПО, базу данных № 2015617797 от 05.06.2015. Определение объема и стоимости сравненного природного газа / Р.Р. Кантюков, М.С. Тахавиев, С.В. Шенкаренко и др.
8. ПАО «Газпром». Дорожная карта по взаимодействию ПАО «Газпром» с промышленным комплексом Республики Татарстан на 2018–2023 гг. [Электронный документ]. Режим доступа: ограниченный.

REFERENCES

- (1) LMF. Pipeline Evacuation Job at the Austro-Italian Pipeline. Available from: <https://www.lmf.at/news-events/single/article/pipeline-evacuation-job-at-the-austro-italian-pipeline/> [Accessed: 13th October 2019].
- (2) LMF. Pipeline Evacuation. Available from: https://www.lmf.at/nc/business-areas/pipeline-evacuation/?sword_list%5B0%5D=mobile&cHash=54f4aa322e256aaff2eae7330e25e3e9 [Accessed: 13th October 2019].
- (3) Federal Agency on Technical Regulating and Metrology (Rosstandart). State standard GOST 34069-2017. Gas supply system. Main pipeline gas transportation. Mobile compressor unit. Control and testing. Available from: <http://docs.cntd.ru/document/gost-iso-mek-17025-2009> [Accessed: 11th October 2019]. (In Russian)
- (4) Rosstandart. State standard GOST 34070-2017. Gas supply system. Main pipeline gas transportation. Mobile compressor unit. Technical requirements. Available from: <http://docs.cntd.ru/document/1200144940> [Accessed: 11th October 2019]. (In Russian)
- (5) Kanyukov RA, Tameev IM, Zimnyakov SA. Development of the technology for high performance gas pumping from main gas pipeline sections under repair, using mobile compressor station. Science and Technology in the Gas Industry. 2011; 45(1): 49–52. (In Russian)
- (6) Kanyukov RA, Tameev IM, Kanyukov RR, et al. Method of gas pumping out of main gas pipeline shut-off section (options) and mobile plant for implementation of this method (options). RU2465486 (Patent) 2012. Available from: <http://www.freepatent.ru/images/patents/74/2465486/patent-2465486.pdf> [Accessed: 13th October 2019]. (In Russian)
- (7) Kanyukov RR, Takhviev MS, Shenkarenko SV, et al. Determination of volume and cost of bled natural gas. 2015617797 (Copyright registration certificate for computer software, database) 5th June 2015. (In Russian)
- (8) Gazprom PJSC. Roadmap on cooperation of Gazprom PJSC and industrial complex of the Republic of Tatarstan for 2018–2023. [Access restricted]. (In Russian)

ВЛИЯНИЕ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА НА ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ТОЧКИ РОСЫ СОРБЦИОННО-ЕМКОСТНЫМИ ДАТЧИКАМИ

УДК 621.317.39.084.2

С.В. Прокопов, к.х.н., ООО НТФ «БАКС» (Самара, РФ),
proserg87@gmail.com

Л.А. Бабушкин, ООО НТФ «БАКС», babushkin@bacs.ru

Для обеспечения эффективной транспортировки природного газа по магистральным газопроводам при рабочем давлении необходимо иметь надежные данные по температуре точки росы. Применение анализаторов влажности на основе сорбционно-емкостных датчиков представляется перспективным и экономически эффективным решением данной задачи. Однако показания датчиков этого типа существенно зависят от давления анализируемого газа, что затрудняет интерпретацию полученных результатов.

В работе изучено влияние давления газа на результаты измерения температуры точки росы для двух различных моделей сорбционно-емкостных датчиков. Показано, что знак отклонения экспериментальной величины от истинного значения зависит от материала влагочувствительного слоя, а абсолютная величина погрешности растет с повышением давления. Разработан программно-аппаратный способ компенсации погрешности измерений. Предложен метод учета влияния давления газа при использовании сорбционно-емкостных датчиков в составе промышленных газоанализаторов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ТЕМПЕРАТУРА ТОЧКИ РОСЫ, ИЗМЕРЕНИЕ, ДАТЧИК ВЛАЖНОСТИ, ДАВЛЕНИЕ, СОРБЦИОННО-ЕМКОСТНЫЙ МЕТОД.

Контроль температуры точки росы (ТТРв) – залог безаварийной транспортировки природного газа по магистральным газопроводам, которая осуществляется при высоком давлении и зачастую – низких температурах. Такие условия способствуют образованию в трубопроводе жидких (вода, углеводородный конденсат) и твердых (лед, газовые гидраты) отложений. Особую опасность представляет процесс гидратообразования. В присутствии гидратов ускоряется коррозия газопроводов, они могут служить причиной закупорки запорно-регулирующей арматуры и сужения эффективного диаметра трубопроводов, что приводит к необходимости повышения мощности газоперекачивающих агрегатов, возникновению аварийных ситуаций и общему снижению технико-экономической эффективности транспортировки [1, 2].

Гидраты углеводородов представляют собой неустойчивые соединения, в кристаллической форме внешне похожи на снег или лед. Они состоят из одной или нескольких молекул углеводородных производных (метана, пропана, углекислого газа и др.) и воды. Среди факторов, определяющих условия образования гидратов, можно выделить состав газовой фазы, давление, температуру и степень насыщения газа парами H_2O . Один из основных способов предотвращения гидратообразования в процессе транспортировки – понижение влагосодержания или ТТРв природного газа [3]. Из вышесказанного следует, что ТТРв – один из критических параметров, от которого зависит стабильность и безаварийность транспортировки природного газа, и важно обеспечить ее непрерывный автоматический контроль. Согласно

[4] величина ТТРв не должна превышать $-10\text{ }^\circ\text{C}$ для районов с умеренным микроклиматом.

Следует подчеркнуть, что ТТРв нужно измерять при рабочем давлении перекачиваемого газа, поскольку при дросселировании газа происходит его охлаждение, что может привести к конденсации жидкой фазы и, как следствие, искажению результатов анализа [1]. Кроме того, если данные получены при отличном от рабочего давления, их необходимо экстраполировать, что неизбежно повышает погрешность расчета итоговых величин [5, 6].

ОСОБЕННОСТИ МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ ТТРв

Среди методов измерения ТТРв природного газа при рабочем давлении наибольшее распространение получили конденсационный и сорбционно-емкостный.

S.V. Prokopov, PhD in chemistry, STF «BACS» LLC (Samara, the Russian Federation), proserg87@gmail.com

L.A. Babushkin, STF «BACS» LLC, babushkin@bacs.ru

Gas pressure impact on the dew point measurement via sorption capacitive sensors

To ensure efficient transportation of natural gas through main gas pipelines at their working pressure, it is essential to have reliable data on the dew point temperature. Using moisture content analyzers based on sorption capacitive sensors appears to be promising and economically efficient solution for this issue. However, such sensors' readings depend significantly on analyzed gas pressure, which makes it difficult to interpret the data obtained.

The study examines gas pressure impact on dew point measurement results for two different sorption capacitive sensor models. It is shown that deviation sign of the measured value from the true value depends on material used in moisture-sensitive layer, and the absolute error grows with the pressure increase. A hardware–software method is developed to compensate measurement errors. A method is proposed for consideration of gas pressure impact when using sorption capacitive sensors in commercial gas analyzers.

KEYWORDS: DEW POINT TEMPERATURE, MEASUREMENT, MOISTURE SENSOR, PRESSURE, SORPTION CAPACITIVE METHOD.



Конденсационный (или метод охлаждаемого зеркала) – это фундаментальный прямой метод измерения, позволяющий получать точные и воспроизводимые результаты; он признан арбитражным [4]. Однако применение конденсационного метода на практике имеет ряд ограничений и недостатков [7], среди которых высокая стоимость, сложность конструкции конденсационных гигрометров и ограниченный диапазон измерения в области низких температур. Эти приборы неселективны к воде, поскольку на охлаждающей поверхности чувствительного элемента анализатора подобного типа в условиях эксплуатации могут формироваться пленки тяжелых углеводородов, газовые гидраты, конденсироваться водно-метанольная смесь, что искажает полученные результаты. Ввиду того, что динамические ха-

рактеристики процесса формирования конденсата на поверхности охлаждаемого зеркала меняются при изменении давления, конденсационные гигрометры весьма чувствительны к давлению пробы. Это может внести неточность в данные по времени фиксации момента образования конденсата и скажется на результате измерения ТТРв.

В свою очередь, анализаторы влажности на базе сорбционно-емкостных датчиков обладают рядом таких эксплуатационных преимуществ [7], как простота конструкции и более низкая цена, широкий диапазон измерения (до $-120\text{ }^{\circ}\text{C}$ и 25 МПа), возможность реализации непрерывного режима анализа и малое время отклика, особенно при высокой влажности среды. Полученные с их помощью результаты не искажаются

в присутствии углеводородов, содержащихся в природном газе.

Конденсатор датчиков такого типа образован двумя электродами (один из них газопроницаем), между которыми заключен влагочувствительный диэлектрический слой. Принцип их действия основан на изменении емкости (или импеданса) конденсатора в результате смещения равновесия «водяной пар – адсорбированная вода» при изменении парциального давления H_2O , что позволяет построить градуировочную зависимость в различных единицах влажности газа (ТТРв, концентрация влаги, относительная влажность и т.д.) [8].

Таким образом, применение сравнительно простых и распространенных датчиков сорбционно-емкостного типа для контроля ТТРв газовых сред, в частности –

Таблица 1. Результаты исследований для датчиков отечественного производства
Table 1. Research results for domestic-made sensors: T_{dp} – dew point temperature

$\Delta T_{dp}, ^\circ\text{C}$		Датчик № 1 Sensor No. 1				Датчик № 2 Sensor No. 2			
		Давление анализируемого газа, МПа Analyzed gas pressure, MPa							
		0,1	2,0	4,0	10,0	0,1	2,0	4,0	10,0
$T_{dp}, ^\circ\text{C}$	-30	0,00	0,88	2,21	3,38	0,00	1,33	2,35	3,68
	-20	0,00	0,60	1,50	2,98	0,00	1,20	1,80	2,88
	-10	0,00	0,33	2,18	3,09	0,00	0,72	1,48	2,59
	0	0,00	0,31	2,00	3,40	0,00	0,61	1,27	2,70
	10	0,00	0,31	1,22	3,32	0,00	0,81	1,46	3,02

Таблица 2. Результаты исследований для датчиков зарубежного производства
Table 2. Research results for foreign-made sensors

$\Delta T_{dp}, ^\circ\text{C}$		Датчик № 1 Sensor No. 1				Датчик № 2 Sensor No. 2			
		Давление анализируемого газа, МПа Analyzed gas pressure, MPa							
		0,1	2,0	4,0	10,0	0,1	2,0	4,0	10,0
$T_{dp}, ^\circ\text{C}$	-30	0,00	-0,63	-1,40	-3,05	0,00	-0,99	-2,20	-3,80
	-20	0,00	-0,54	-1,20	-2,60	0,00	-0,66	-1,47	-2,97
	-10	0,00	-0,61	-1,35	-2,30	0,00	-0,77	-1,72	-3,12
	0	0,00	-0,29	-0,65	-1,90	0,00	-0,45	-1,00	-2,30
	10	0,00	-0,18	-0,40	-0,80	0,00	0,01	0,02	-1,18

природного газа, при рабочем давлении представляется весьма перспективным и экономически оправданным методом.

ВЛИЯНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА ПОКАЗАНИЯ СОРБЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ ДАТЧИКОВ ВЛАЖНОСТИ

Опыт работы автора статьи с оборудованием разных производителей, а также результаты исследования [9] свидетельствуют о том, что на показания сорбционно-емкостных датчиков влияет давление газа. Этот факт значительно ограничивает повсеместное применение приборов такого типа, однако в технической и эксплуатационной документации производителей он, как правило, опущен. Более того, в некоторых опубликованных изготовителями материалах прямо отрицается наличие подобного влияния [8].

В литературе встречаются единичные публикации, посвященные исследованию данной проблемы [9]. Вопрос осложняется тем, что в комплектацию большинства простых сорбционно-емкостных газоанализаторов не входят датчики давления и отсутствует техническая возможность учесть рассматриваемую зависимость.

Целью настоящей работы явилось исследование влияния давления анализируемого влажного газа на метрологические характеристики датчиков влажности сорбционно-емкостного типа, а также разработка программно-аппаратного способа компенсации обнаруженного влияния. При этом интерпретация физико-химического механизма данного явления, безусловно, представляющего фундаментальный интерес, в рамках проделанной работы не проводилась.

МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЙ

Влияние давления анализируемого влажного газа на метрологические характеристики анализаторов изучали в Восточно-Сибирском филиале ФГУП «ВНИИФТРИ» с использованием Государственного первичного эталона единиц относительной влажности газов, молярной (объемной) доли влаги, температуры точки росы/инея «ГЭТ 151-2014» и двух анализаторов в качестве компараторов. В тестах при атмосферном давлении в качестве компаратора применяли прецизионный лабораторный анализатор влажности S8000RS производства Michell Instruments Ltd, при высоком давлении – анализатор точки росы Hygrovision VL производства ООО НПО «Вымпел».

Источником влажного газа служил генератор высокого давления «МСВД-1», работающий на методе смешения потоков сухого и влаж-

ного газа. Генератор был оснащен дополнительным внешним осушителем и второй ступенью смешивания для удобства и точности регулировки влажности. Газовая схема состояла из двух параллельных ветвей. В первую включили компаратор, во вторую – соединенные последовательно тестируемые датчики. Необходимое давление и расход газа в ветвях газовой схемы обеспечили установленными редукторами и ротаметрами. В опытах при атмосферном давлении в газовую схему включали оба компаратора. В качестве газа-разбавителя использовали азот ос. ч. 1-го сорта [10].

Измерения проводили на сорбционно-емкостных датчиках двух изготовителей – отечественного и зарубежного (от каждого по два экземпляра). Все датчики проходили испытания в составе газоанализаторов серии «ГироСкан» производства ООО НТФ «БАКС».

В ходе исследования оценивали обусловленную влиянием давления величину дополнительной погрешности измерения для различных значений ТТРв и давления анализируемого газа по формуле:

$$\Delta T_{dp} = (T_{dp, Pa}^{изм} - T_{dp, Pa}^{ист}) - (T_{dp, Pизб}^{изм} - T_{dp, Pизб}^{ист}),$$

где ΔT_{dp} – погрешность измеренной величины ТТРв; $T_{dp, Pa}^{изм}$, $T_{dp, Pa}^{ист}$ – измеренное и истинное значение ТТРв при давлении анализируемого газа, близком к атмосферному; $T_{dp, Pизб}^{изм}$, $T_{dp, Pизб}^{ист}$ – измеренное и истинное значение ТТРв при избыточном давлении анализируемого газа. Такая методика расчета позволяет исключить вклад систематической ошибки и определить непосредственное влияние давления анализируемого газа на результаты. За истинное значение ТТРв приняли величину, полученную с помощью контрольного гигрометра – компаратора. Тесты проводили в диапазоне значений ТТРв от $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ и давления анализируемого газа от 0,1 МПа до 10 МПа.

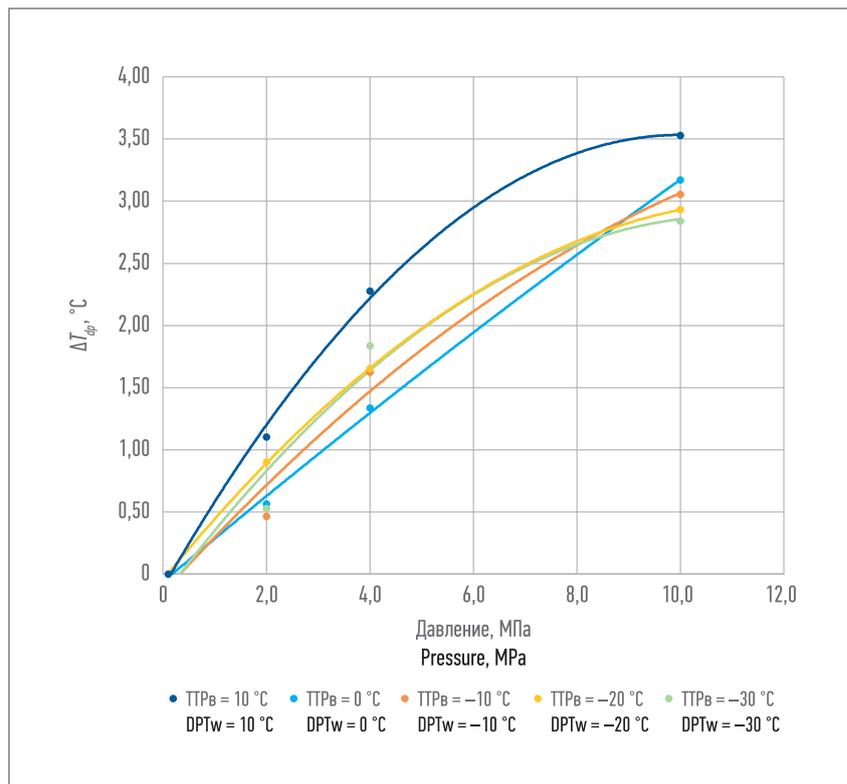


Рис. 1. Зависимость погрешности измерения ТТРв от давления для датчиков отечественного производства
Fig. 1. Dependence of DPTw measurement error on pressure for domestic-made sensors

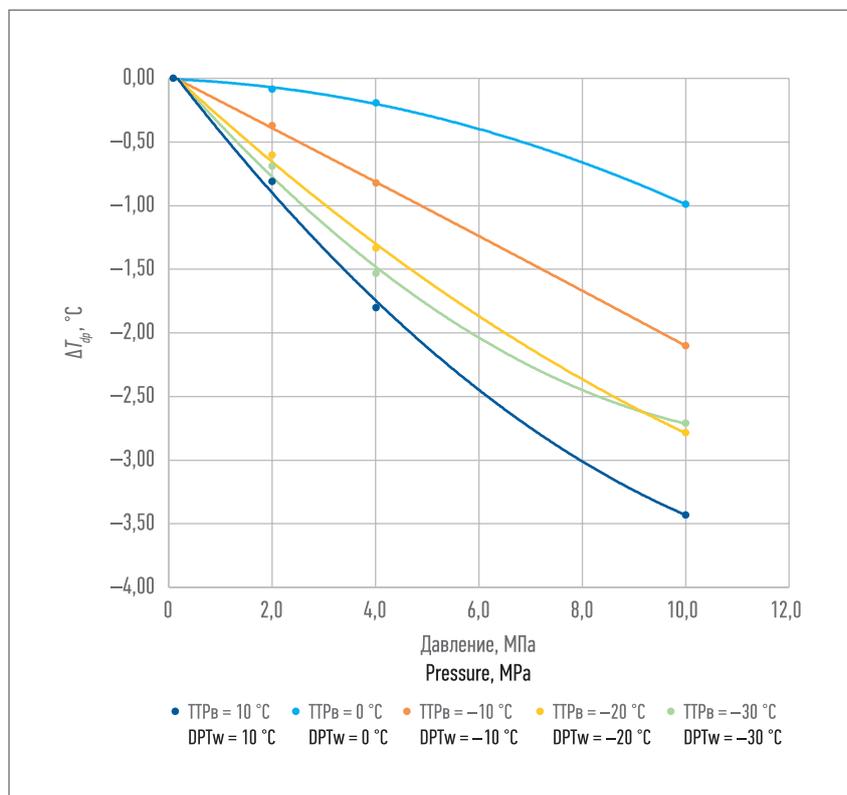


Рис. 2. Зависимость погрешности измерения ТТРв от давления для датчиков зарубежного производства
Fig. 2. Dependence of DPTw measurement error on pressure for foreign-made sensors

Таблица 3. Оценка достоверности аппроксимации зависимостей T_{dp} от давления
Table 3. Assessment of the approximation credibility of T_{dp} dependence on pressure

$T_{dp}, ^\circ\text{C}$	Датчики отечественного производства Domestic-made sensors		Датчики импортного производства Foreign-made sensors	
	$f(x)$	R^2	$f(x)$	R^2
-30	$-0,0364x^2 + 0,728x - 0,1111$	0,998	$0,0177x^2 - 0,5288x + 0,089$	0,9981
-20	$-0,0214x^2 + 0,5117x - 0,0471$	1,000	$0,0091x^2 - 0,3762x + 0,0604$	0,9989
-10	$-0,0252x^2 + 0,5555x - 0,1806$	0,9704	$0,0184x^2 - 0,4634x + 0,0806$	0,9973
0	$-0,0139x^2 + 0,4611x - 0,1509$	0,9816	$-0,0004x^2 - 0,2086x + 0,0287$	0,9998
10	$-0,0027x^2 + 0,3505x - 0,0629$	0,9987	$-0,0083x^2 - 0,0158x - 0,0049$	0,9994

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Полученные экспериментальные данные (табл. 1, 2, рис. 1, 2) доказывают существующую зависимость показаний приборов от давления, причем с ростом давления абсолютное значение погрешности увеличивается (графики построены по усредненным значениям, полученным с двух датчиков от каждого производителя).

Для датчиков разных производителей характерно различное поведение при изменении давления. Датчики отечественного производства имеют ярко выраженную тенденцию к занижению результатов измерения при увеличении давления (датчики показывают более отрицательные значения ТТРв, чем ее истинное значение при положительной величине ΔT_{dp}). В то же время датчики зарубежного производства завышают показания ТТРв по мере роста давления анализируемого газа. При этом различие между погрешностью измерения ТТРв для датчиков от одного производителя не превышает 1°C в одних и тех же точках. Следовательно, наблюдаемые различия носят систематический характер и могут рассматриваться как условно-постоянные для датчиков одного производителя, по крайней мере, в рамках одной партии. Подобная закономерность была выявлена и авторами работы [9]. Вероятная причина установленного эмпирического факта – различие материалов влажочувствительного слоя, применяемых разными про-

изводителями. От них в том числе зависят параметры сорбционного равновесия для молекул воды в условиях повышенного давления.

Как видно из приведенных графиков, зависимость дополнительной погрешности от величины давления анализируемого газа для исследованных датчиков можно аппроксимировать параболической функцией. Уравнения соответствующих функций $f(x)$ вида $y = ax^2 + bx + c$ и значения коэффициентов корреляции R^2 , отражающих степень достоверности аппроксимации, приведены в табл. 3. Статистическая обработка проводилась средствами MS Excel. Закономерности между величиной дополнительной погрешности и измеренным значением ТТРв при постоянном давлении не обнаружено. В ряде случаев с ростом ТТРв величина погрешности при одном и том же давлении уменьшается (что в большей мере характерно для датчиков зарубежного производства), но иногда она возрастает или меняется немонотонно. В связи с этим для получения полной картины зависимости результатов измерения конкретных датчиков влажности от давления требуется набор экспериментальных данных во всем диапазоне измерения ТТРв.

УЧЕТ ВЛИЯНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЯ ТТРв

Как было показано выше, давление анализируемого газа может вносить существенную погрешность в результаты измерения ТТРв дат-

чиками влажности сорбционно-емкостного типа. Для исследованных датчиков абсолютное значение этой погрешности достигает величины $1,5-2^\circ\text{C}$ уже при давлении 4 МПа и доходит почти до 4°C при давлении 10 МПа. Этот факт необходимо учитывать для обеспечения заявленных метрологических характеристик датчиков при измерении ТТРв газа, транспортируемого по магистральным трубопроводам при его рабочем давлении 5–9 МПа. Проблема усугубляется при необходимости измерения ТТРв газа, находящегося под более высоким давлением, например – компримированного природного газа на автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях (20–25 МПа) или газа, транспортируемого по подводным трубопроводам (до 22 МПа), поскольку, в соответствии с результатами настоящей работы, с увеличением давления дополнительная погрешность измерения возрастает. Для учета указанного влияния необходимо массив экспериментальных данных в широком диапазоне значений ТТРв и давлений и техническая возможность измерения актуального давления газа в процессе тестов. Используемые в работе анализаторы оснащены встроенными датчиками давления, позволяющими осуществлять такой учет.

По полученным экспериментальным точкам построена и введена в память анализатора градуировочная шкала, позволяющая приводить измеренные значе-

ния ТТРв к истинным в изученном диапазоне давлений. Разработан алгоритм определения поправочных коэффициентов на основе кусочно-линейной интерполяции, позволяющий вычислить значение поправочного коэффициента на основании измеренных значений ТТРв и давления анализируемого газа.

Таким образом, полученные в ходе исследования экспериментальные данные и разработанные на их основе алгоритмы позволяют осуществлять корректировку показаний по ТТРв в зависимости от давления в процессе измерения в автоматическом режиме, благодаря чему обеспечивается стабильность их метрологических характеристик во всем диапазоне измерения ТТРв и давлений анализируемого газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках проделанной работы была исследована зависимость показаний датчиков влажности сорбционно-емкостного типа двух производителей от давления анализируемого газа. Обнаружено су-



щественное влияние давления на результаты измерения ТТРв. Выявленный тренд отличается для датчиков разных изготовителей, но воспроизводится для разных экземпляров однотипных датчиков.

Установлено, что значение дополнительной погрешности измерения ТТРв возрастает при увеличении давления анализируемого газа, и эту зависимость можно аппроксимировать параболической функцией. Величина дополнительной погрешности достигает

2 °С при давлении 4 МПа и почти 4 °С при давлении 10 МПа.

Из полученных данных следует, что учет влияния давления анализируемого газа на результаты измерения необходим для осуществления контроля ТТРв сорбционно-емкостными датчиками при рабочем давлении газа с приемлемым уровнем точности.

В ходе проделанной работы были разработаны алгоритмы коррекции показаний исследованных анализаторов, оснащенных встроенными датчиками давления, основанные на методе кусочно-линейной интерполяции экспериментально определенных поправочных коэффициентов с учетом измеренных значений ТТРв и давления. Такой подход позволяет нивелировать влияние давления анализируемого газа на результаты измерения в исследованном диапазоне и проводить непрерывный автоматический контроль ТТРв газовых сред при рабочем давлении с сохранением заявленных метрологических характеристик анализаторов. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Мурин В.И., Клишин Г.С. Метрологическое обеспечение измерения влажности природного газа. М.: 000 «ИРЦ Газпром», 1998. 23 с.
2. Москалев И.Н., Битюков В.С., Филоненко А.С. и др. Влажность природного газа: состояние и проблемы. М.: 000 «ИРЦ Газпром», 1999. 36 с.
3. Катаев К.А. Гидратообразование в трубопроводах природного газа // Материалы всероссийской научно-практической конференции «Новые технологии – нефтегазовому региону». Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2011. С. 69–71.
4. СТО Газпром 089–2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
5. ГОСТ Р 53763–2009. Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-53763-2009> (дата обращения: 09.09.2019).
6. ISO 18453:2004. Natural Gas – Correlation between Water Content and Water Dew Point [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
7. McKeogh G. Moisture Measurement Technologies for Natural Gas. Whitepaper / Billerica, MA: GE Measurement & Control, 2000. 12 p.
8. Коласс Р., Паркер К. Измерение влажности природного газа [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://gazanaliz.ru/articles/Michell_Instruments_2003/Michell_Instruments.html (дата обращения: 09.09.2019).
9. Крюков А.В., Куриленок К.В. Измерение влажности при высоких давлениях // Измерительная техника. 2008. № 2. С. 61–63.
10. ГОСТ 9293–74. Азот газообразный и жидкий [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-9293-74> (дата обращения: 09.09.2019).

REFERENCES

- (1) Murin VI, Klishin GS. *Metrological Support of Natural Gas Moisture Measurement*. Moscow: IRTs Gazprom LLC; 1998. (In Russian)
- (2) Moskaev IN, Bitjukov VS, Filonenko AS, et al. *Watercut Log of Natural Gas. State and Problems*. Moscow: IRTs Gazprom LLC; 1999. (In Russian)
- (3) Katayev KA. Hydrate formation in natural gas pipelines. In: *Proceedings of all-Russian scientific and practical conference «New Technologies for Oil and Gas Region»*. Tyumen: Tyumen Industrial University; 2011. p. 69–71. (In Russian)
- (4) Gazprom PJSC. *Company Standard STO 089–2010. Natural fuel gas fed to main pipes and transmitted through them*. [Access restricted]. (In Russian)
- (5) Federal Agency on Technical Regulating and Metrology (Rosstandart). *State Standard GOST R 53763–2009. Combustible natural gas. Determination of water dew point temperature*. Available from: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-53763-2009> [Accessed: 9th September 2019]. (In Russian)
- (6) International Organization for Standardization. *ISO 18453:2004. Natural Gas – Correlation between Water Content and Water Dew Point*. [Access restricted].
- (7) McKeogh G. *Moisture Measurement Technologies for Natural Gas. Whitepaper*. Billerica, MA, USA: GE Measurement & Control; 2000.
- (8) Kolass R, Parker K. *Moisture measurement in natural gas*. Available from: http://gazanaliz.ru/articles/Michell_Instruments_2003/Michell_Instruments.html [Accessed: 9th September 2019]. (In Russian)
- (9) Kryukov AV, Kurilenok KV. The measurement of humidity at high pressures. *Measurement Techniques = Izmeritel'naya Tekhnika*. 2008; 2: 61–63. (In Russian)
- (10) Federal Agency on Technical Regulating and Metrology (Rosstandart). *State standard GOST 9293–74. Gaseous and liquid nitrogen. Specifications*. Available from: <http://docs.cntd.ru/document/gost-9293-74> [Accessed: 9th September 2019]. (In Russian)

«ТИТАН-БАРРИКАДЫ» – ДИВЕРСИФИКАЦИЯ И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

В.А. Шурыгин, д.т.н., проф., АО «ФНПЦ «Титан-Баррикады» (Волгоград, РФ)

И.В. Ковшов, к.т.н., АО «ФНПЦ «Титан-Баррикады»

Разработка запасов углеводородов требует новых технологий и оборудования, при этом многие технические решения и средства, в том числе нефтегазопромысловое оборудование, могут быть реализованы отечественной промышленностью, а не закупаться за рубежом.

АО «Федеральный научно-производственный центр «Титан-Баррикады» – многопрофильное головное предприятие по созданию и производству наземного оборудования ракетных и артиллерийских комплексов, вооружения и спецтехники для армии и флота и реализации крупных проектов гражданского машиностроения.



В.А. Шурыгин,
генеральный
директор
и генеральный
конструктор
АО «ФНПЦ «Титан-
Баррикады»



Структура АО «ФНПЦ «Титан-Баррикады» включает мощные проектно и технологическую службы, опытный и серийный заводы, службы подготовки производства и гарантийного надзора, испытательные площадки и полигоны. Материально-технологическая база позволяет осуществлять полный цикл создания самой разноплановой техники, проводить широкий спектр работ – от поисковых проработок и компьютерного моделирования до организации производства и выпуска серийных изделий. В плановом порядке идет постоянное инновационное перевооружение предприятия.

Достигнутому за годы существования компании авторитету и со-

временному уровню производства соответствует профессионализм и квалификация всех сотрудников более чем пятитысячного коллектива, при том что около его трети – молодежь до тридцати лет. Многие сотрудники получают второе высшее образование или учатся в аспирантуре. Заботясь о пополнении кадров, предприятие оказывает поддержку и высшей школе. Совместно с Волгоградским государственным техническим университетом проводится обучение студентов на базовой кафедре, заведует которой генеральный директор и генеральный конструктор предприятия, а преподают на ней ведущие специалисты научно-производственного центра.

Успешно применяется комплексный подход к созданию высокотехнологичной техники, заключающийся в моделировании режимов функционирования оборудования с просмотром множества возможных вариантов ситуаций эксплуатации и технического обслуживания, а также в разностороннем анализе существующих аналогичных конструкций как в специальном машиностроении, так и в смежных областях. Таким образом, заложена и развивается современная технологическая база для реализации оригинальных инженерных решений, по своим техническим характеристикам не имеющих мировых аналогов.

Примерами крупных науко- емких проектов могут служить создание наземного оборудования ряда ракетных комплексов стратегического и оперативно- тактического назначения, систем артиллерийского вооружения Сухопутных войск и Военно- Морского флота, реконструкция гидросооружений Рыбинского гидроузла, канала имени Москвы, Беломорско-Балтийского канала, Волго-Донского канала и многие другие проекты.

«ТИТАН-БАРРИКАДЫ» В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Традиционным направлением деятельности предприятия считается нефтегазовый сектор. Еще в 50-х гг. прошлого века были спроектированы и запущены в серийное производство всем хорошо известные буровые установки БУ-40 и БУ-75. Серийно поставлялись на внутренний и внешний рынки фонтанная арматура, колонные обвязки, превенторы и герметизаторы, задвижки, краны и клапаны для наземных нефтяных и газовых скважин. На Тенгизском месторождении успешно эксплуатировались комплекты оборудования, выполненные из материалов для работы со скважинными продуктами, имеющими высокое содержание сероводорода.

В конце 90-х гг. были созданы и испытаны на реальных скважинах соответствующие современному техническому уровню опытные образцы двух вариантов мобильного комплекса для увеличения дебита скважин методом глубокопроникающего гидроразрыва нефтяных и газовых пластов.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ДОБЫЧНОГО КОМПЛЕКСА

АО «ФНПЦ «Титан-Баррикады» имеет большой научно-технический задел в области проектирования и изготовления нефтегазового оборудования для освоения месторождений морского шельфа. Первыми в нашей стране созданы



выполняя поручения Президента РФ по диверсификации оборонно-промышленного комплекса, АО «ФНПЦ «Титан-Баррикады» в уже сложившемся сотрудничестве с ведущими научно-производственными центрами страны принимает активное участие в разработке современного импортозамещающего подводного устьевого оборудования для освоения ресурсов морского шельфа.

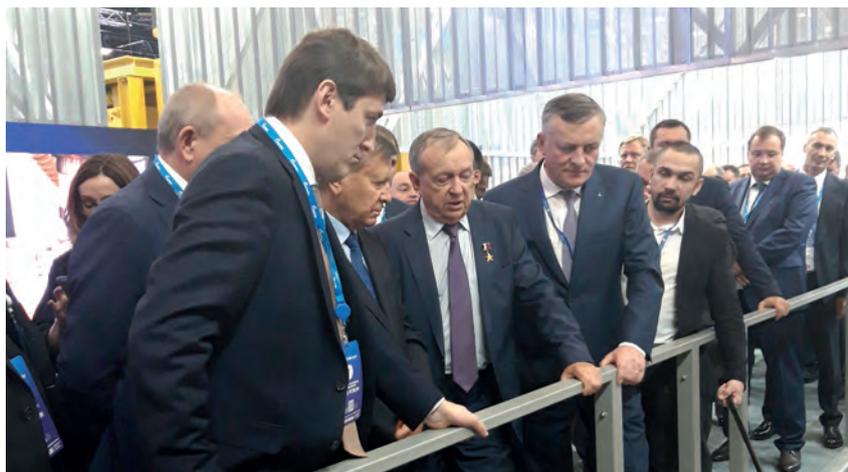


комплексы «Поиск» для бурения и эксплуатации куста нефтяных и газовых скважин с подводным расположением устья. В результате кооперации более чем с 60 научно-исследовательскими организациями было изготовлено семь комплектов подводного устьевого оборудования для ППБУ «Шельф».

Выполняя поручения Президента РФ по диверсификации оборонно-промышленного комплекса, АО «ФНПЦ «Титан-Баррикады» в уже сложившемся сотрудничестве с ведущими научно-производственными центрами страны принимает активное участие в разработке современного импортозамещающего подводного устьевого оборудования для освоения ресурсов морского шельфа. Сформирована дорожная карта поиска, создания

и внедрения современных технологий, технологического оборудования и материалов в целях обеспечения технологической независимости ПАО «Газпром» под названием «Освоение предприятиями Госкорпорации «Роскосмос» производства оборудования для систем добычи углеводородов (море, суша), переработки газа и жидких углеводородов, производства СПГ, транспортировки и хранения газа, электроснабжения и автоматизации объектов добычи». В дорожной карте по предложению АО «ФНПЦ «Титан-Баррикады» запланированы совместные работы с департаментами ПАО «Газпром» по разработке и поставке оборудования для подводного добычного комплекса.

По результатам конкурса Министерства промышленности и торговли РФ АО «ФНПЦ «Титан-Баррикады» определено головным исполнителем опытно-конструкторских работ «Разработка проектно-конструкторской документации и изготовление опытного образца подвески насосно-компрессорной трубы и инструментов для спуска, установки, тестирования и извлечения».



ОПЫТНЫЙ ОБРАЗЕЦ КОМПЛЕКТА ПОДВЕСКИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И ИНСТРУМЕНТОВ БЫЛ ПРЕДСТАВЛЕН НА IX ПЕТЕРБУРГСКОМ МЕЖДУНАРОДНОМ ГАЗОВОМ ФОРУМЕ.



В тесном взаимодействии с Департаментом 335 ПАО «Газпром» в короткий срок был разработан и изготовлен комплект подвески насосно-компрессорных труб. При этом решались две основные задачи по созданию:

- импортозамещающего оборудования системы трубодержателя фонтанной арматуры для оснащения подводных добычных комплексов углеводородов;
- отечественных технологий разработки, изготовления и испытаний подвески насосно-компрессорных труб для подводной фонтанной арматуры.

Выделены две наиболее сложные технические проблемы. Это отработка узлов уплотнений с эластомерными и металлическими кольцами на максимальное давление до 103,5 МПа (15000 psi) со сроком службы ~ 30 лет и выбор и заказ на российских предприятиях материала командных деталей с отработкой технологий обеспечения их антикоррозионной защиты и долговечности.

Не обошлось и без проблем. Это, в первую очередь, отсутствие отечественной нормативно-технической документации по оборудованию для подводной добычи углеводородов и невозможность или сложность заказа отечественных материалов и комплектующих, отвечающих требованиям технического задания.

В целом примененные оригинальные инженерные решения

и вновь освоенные технологии изготовления и испытаний позволили создать высокотехнологичные, наукоемкие изделия, которые по техническим характеристикам не уступают, а по некоторым параметрам и превосходят лучшие зарубежные образцы. Опытный образец комплекта подвески насосно-компрессорных труб и инструментов был представлен на IX Петербургском международном газовом форуме.

Исходя из того, что донные технологии – будущее для большинства морских месторождений, в особенности глубоководных и находящихся подо льдами, АО «ФНПЦ «Титан-Баррикады» провело проработку конструкции оборудования для разведочного бурения нефтегазовых скважин и обустройства месторождений углеводородов на континентальном шельфе арктических морей. Предполагается вывести на рынок конкурентоспособную продукцию собственной разработки и производства по следующим направлениям:

- системы подвески насосно-компрессорных труб;
- системы подводных дросселей с инновационными электромеханическими приводами;
- пенетраторы для соединения внутрискважинного оборудования с модулем управления фонтанной арматуры;
- комплексы оборудования для стационарных и плавучих буровых установок, в т.ч. противовыбросо-

вого оборудования в подводном и поверхностном исполнениях.

Реализация планов импортозамещения подводного оборудования позволит России избежать положения заложника иностранных компаний при обустройстве собственного шельфа и внедрить отечественные инновационные технологии в области донного обустройства шельфовых нефтегазовых месторождений, в том числе арктических. В перспективе такой опыт потребует для комплексного освоения российского шельфа и в иных целях.

Научный, технический и интеллектуальный потенциал, сложившиеся прочные связи с передовыми промышленными предприятиями позволяют АО «ФНПЦ «Титан-Баррикады» решать задачи любой сложности при создании высокотехнологичных систем XXI в., которые удовлетворяют запросы самых требовательных отечественных и зарубежных заказчиков. ■



АО «ФНПЦ «Титан-Баррикады»
400071, РФ, г. Волгоград,
пр-т имени В.И. Ленина, 6/н
Тел.: +7 (8442) 74-93-26
Факс: +7 (8442) 27-57-36,
27-40-20
E-mail: cdb@cdbtitan.ru
www.cdbtitan.ru

19-я Международная выставка
«Насосы. Компрессоры. Арматура.
Приводы и двигатели»

27-29 октября 2020
Москва, МВЦ «Крокус Экспо»



PCVEXPO

PCVCHINA



Забронируйте стенд
www.pcvexpo.ru

- Более 2800 посетителей – конечных потребителей-представителей предприятий нефтегазовой и химической промышленности, машиностроения, металлургии, водоснабжения, а также дилеров промышленного оборудования

Организатор



Международная
Выставочная
Компания

Соорганизаторы



+7 (495) 252 11 07
pcvexpo@mvk.ru

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА

УДК 621.646.978

И.М. Ежов, 000 «Газпром трансгаз Ухта» (Ухта, РФ),
ezhovim.uht@gmail.com

Для ввода трубопровода в эксплуатацию необходимо обеспечить чистоту его внутренней полости на всех этапах строительства, начиная от транспортировки и хранения труб и заканчивая их сваркой и укладкой в траншею. Наиболее существенный источник загрязнений – грунтовые воды, попадающие внутрь сваренного и уложенного трубопровода. Ситуация осложняется при отрицательных температурах окружающего воздуха, поскольку образование льда в трубопроводе значительно затрудняет его очистку и подготовку к эксплуатации. Существующие методы защиты от загрязнений устарели: широко применяемые плоские приварные заглушки неэкономичны и неэффективны.

В настоящей работе предложено технологическое решение для герметизации внутренней полости трубопроводов. Разработанная конструкция представляет собой заглушку с четырьмя уплотнительными элементами. Стяжные устройства обеспечивают плотное прилегание герметизатора к трубе, а дыхательный клапан предотвращает перепады давления. Конструкция способна обеспечить высокую степень герметичности, при этом ее отличают простота, низкая себестоимость и возможность многократного использования.

Опытный образец изготовлен из маслобензостойкой резины, которая не теряет рабочих свойств в диапазоне от –50 до 80 °С. Он показал хорошие результаты при пневматических испытаниях на избыточное давление.

Применение данного устройства повысит надежность трубопроводов, снизит риски их повреждения и затраты на строительство и эксплуатацию.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ТРУБОПРОВОД, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ, ЗАГРЯЗНЕНИЯ, ОЧИСТКА, ГЕРМЕТИЗАТОР, ЗАГЛУШКА.

В процессе строительства магистральных трубопроводов особое внимание следует уделить чистоте их внутренней полости. Показатель очистки входит в систему контроля качества и эксплуатационной надежности построенного трубопровода [1]. Степень очистки контролируется на этапах транспортировки труб, сварки их в нитку и внутритрубной очистки с помощью поршней-разделителей.

Загрязнения могут попасть в трубопровод на разных этапах строительства (табл. 1). Первые три пункта вносят несущественный вклад, который можно минимизировать путем повышения культуры производства и организации труда. Наибольший урон наносится на четвертом этапе.

Попадание грунта и грунтовых вод во внутреннюю полость уложенного в траншею трубопровода

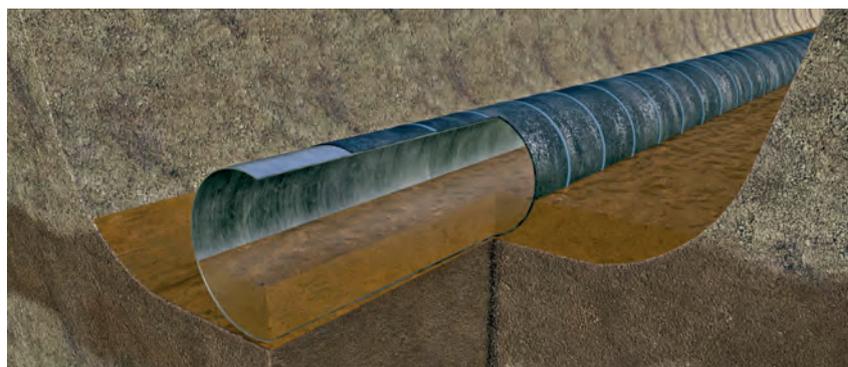


Рис. 1. Уложенный в траншею участок трубопровода, заполненный грунтовыми водами

Fig. 1. Trenched pipeline section filled with ground water

(рис. 1) приводит к следующим негативным последствиям:

- образованию льда в трубопроводе и технологическом оборудовании в осенне-зимний период;
- нарушению внутреннего гладкого покрытия трубопровода при пропуске очистных устройств;

- нарушению герметичности шаровых кранов за счет износа уплотняющих колец;

- увеличению минимально необходимого числа циклов очистки внутренней полости трубопровода.

Особо опасны периоды весеннего и осеннего паводка, сопро-

I.M. Ezhov, Gazprom transgaz Ukhta LLC (Ukhta, the Russian Federation), ezhovim.uht@gmail.com

Ensuring the leak tightness of pipeline bores during construction

To commission a pipeline, it is essential to ensure cleanliness of its bore thorough all stages of construction, starting with transport and storage of pipes, and ending with their welding and trenching. The most significant source of pollution is ground water that gets inside the welded and trenched pipeline. Situation gets further complicated at negative environmental temperatures, as ice formation in the pipelines seriously impedes its cleaning and pre-commissioning. Existing methods for pollution protection have become obsolete: blind pipe flanges, which are widely used, are costly and ineffective.

In this work, a technological solution for pipeline bore sealing is suggested. The developed design is a blind flange with four sealing elements. Tightening devices ensure the sealer firmly adheres to the pipe and the vent valve prevents the pressure difference. The design can ensure a high level of leak tightness, while having the advantages of simplicity, low production cost, and the possibility to re-use it.

The prototype is made out of oil-petrol-resistant rubber that doesn't lose its performance characteristics within from -50 to 80 °C. It has shown good results in high-pressure leakage test.

Using this device would improve the reliability of pipelines, reduce the damage risks and construction and operation costs.

KEYWORDS: PIPELINE, INTENTIONAL GAP, POLLUTION, CLEANING, SEALER, BLIND FLANGE.

Таблица 1. Причины образования загрязнений внутренней полости трубопровода при строительстве
Table 1. Causes of pipeline bore pollution during construction

№ No.	Этап работ Work stage	Вид загрязнений Pollutant type	Причина образования Cause
1	Транспортировка и хранение труб на базах временного хранения Transporting the pipes and storing them at temporary storages	Наличие влаги и льда во внутренней полости Moisture and ice present in the bore	Отсутствие инвентарных заглушек No demountable blinds
2	Транспортировка труб и раскладка их на трассе Transporting and laying pipes along the route	Наличие влаги, льда, грунта на торцевой части труб Moisture, ice, soil present on bearing faces of pipes	Отсутствие инвентарных заглушек, некачественный операционный контроль за разгрузкой и раскладкой труб на трассе No demountable blinds, poor operating control over unloading and laying the pipes along the route
3	Сварка труб в нитку Welding-up of the pipes	Наличие влаги, льда, грунта, огарков электродов, окалины, посторонних предметов Presence of moisture, ice, soil, electrode butts, scale, foreign objects	Отсутствие очистного устройства в составе внутреннего центриатора труб при сварке, некачественный операционный контроль при сборке и сварке труб In welding, the internal clamp doesn't include a pig. Poor operating control over pipe coupling and welding
4	Укладка и засыпка трубопровода до ликвидации технологических разрывов Laying and burial works before closing the intentional gaps	Наличие грунта и грунтовых вод на всем протяжении участка Soil and ground water present all over the section	Отсутствие герметичных заглушек на торцах сваренного в нитку трубопровода No sealing blinds on the bearing faces of weld-up pipeline

вождающиеся подъемом грунтовых вод: трубопровод, уложенный в траншею и не защищенный герметичной заглушкой, заполняется водой и грязью. Степень загрязнения сваренных в нитку участков зависит от их протяженности, гидравлического уклона, крутизны и высоты перепада профиля трассы. При большом потоке грунтовых вод может происходить намыв грунта в нижних точках профиля.

МЕТОДЫ ГЕРМЕТИЗАЦИИ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ТРУБОПРОВОДА

Требования к качеству и этапности очистки внутренней полости трубопроводов регламентируются нормативными документами федерального и внутреннего значения [2–6]. В настоящее время обеспечение сохранности и чистоты внутреннего покрытия организовано следующим образом. В соответствии с [2, п. 16.1.1] «трубы для

строительства газопровода должны поступать с завода-изготовителя с установленными на них инвентарными заглушками. Заглушки должны сохраняться на торцах труб при приемке, хранении на приобъектных складах, вывозке и раскладке труб на трассе. Снятие разрешается только перед монтажом газопровода». Смонтированные участки газопроводов во время перерывов в работе следует герметично закрывать до ликвидации

Таблица 2. Расход людских и технических ресурсов при проведении работ по герметизации внутренней полости трубопровода с помощью приварной плоской заглушки

Table 2. Human and technical resources' consumption for sealing pipeline bore using blind pipe flange

Наименование ресурса Resource name	Расход, ед./чел. Consumption, unit/pers.
Технические ресурсы Technical resources	
Сварочный аппарат на базе самоходной машины (приварка заглушки) Skate welder [based on self-propelled machine] (welding of blind flanges)	1
Автомобиль для перевозки гусеничной техники (перевозка экскаватора, самоходной машины) Motor vehicle for carrying crawler machines (excavator, self-propelled machine)	1
Автомобиль для перевозки вахтового персонала Motor vehicle for carrying shift personnel	1
Экскаватор (подготовка котлована и временного переезда) Excavator (groundwork and building a temporary crossing)	1
Устройство для резки труб (вырезка заглушки) Pipe cutting device (cutting out the blind flange)	1
Станок для подготовки кромок труб Pipe grooving tool	1
Прибор для проведения ультразвукового контроля Ultrasonic tester	1
Материалы Materials	
Заглушка, изготовленная из листовой стали Blind flange made from sheet steel	1
Электроды Electrodes	2 упаковки 2 packs
Человеческие ресурсы Human resources	
Инженерно-технический работник (мастер, прораб) Technician (foreman, tasker)	1
Водитель Driver	2
Машинист Operator	1
Машинист экскаватора Excavator operator	1
Электрогазосварщик Electro-gas welder	2
Дефектоскопист NDT inspector	2
Монтажник Installer	1

технологических разрывов вне зависимости от того, лежат они на бровке или уложены в траншею. Конец монтируемой нитки газопровода (противоположный концу, с которого производится ее

наращивание) также необходимо перекрыть для предотвращения воздухообмена и конденсации влаги после очистки монтируемых труб.

Используемые в большинстве случаев приварные заглушки

из листовой стали или заглушки кустарного производства не обеспечивают должную степень герметичности, а работы по установке таких заглушек ресурсоемки (табл. 2). Например, комплекс работ для трубопровода условного диаметра (Ду) 1400 мм включает:

- перебазировку техники на расстояние, обусловленное типовым расположением баз подрядчика и опорных пунктов при строительстве линейной части (порядка 30 км);

- подготовительные работы (обустройство временного переезда, обустройство котлована, расстановку техники, подготовку материалов, монтаж заглушки);

- приварку плоской заглушки;
- неразрушающий контроль сварного соединения, выдачу заключения;

- обратную вырезку плоской заглушки (для устранения технологического разрыва);

- ультразвуковой контроль прикромочной зоны;

- подготовку кромки трубы под заводскую разделку и дальнейшую сварку.

Необходимое для этого время составляет восьмичасовой рабочий день.

Подрядные организации в целях снижения затрат на строительство производят герметизацию не в полном объеме. Об этом свидетельствуют статистические данные о наличии негерметизированных технологических разрывов и инцидентах, связанных с повреждением оборудования и застреванием очистных устройств при образовании льда в трубопроводе.

ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ

Автором разработано приспособление, позволяющее достичь необходимого уровня герметизации при минимальных материальных затратах. Следующие задачи были поставлены при поиске путей решения:

- гарантировать высокую степень герметичности внутренней полости трубопровода;

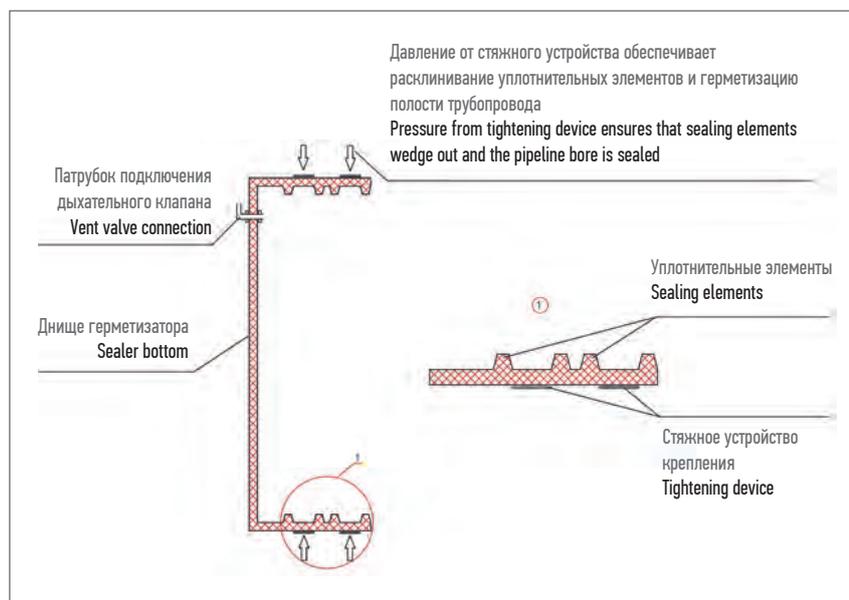


Рис. 2. Схема конструкции герметизатора
Fig. 2. Design scheme of sealer



Рис. 3. Опытный образец герметизатора (Ди 325 мм)
Fig. 3. Sealer prototype (diameter nominal 325 mm)



Рис. 4. Испытания герметизатора
Fig. 4. Testing of the sealer

- создать простую конструкцию, позволяющую быстро наладить ее производство на большинстве заводов на территории РФ (без существенного переоборудования и введения новой линии производства) при низкой себестоимости;
- использовать материалы, не требующие специальных условий хранения;
- обеспечить простоту монтажа устройства;
- предоставить возможность многократного использования приспособления.

Целевое изделие – «Герметизатор внутренней полости трубопровода

(торцевой) типа ГТ-01» (рис. 2) – полностью отвечает перечисленным критериям. Его конструкция представляет собой заглушку с четырьмя уплотнительными элементами (кольцами), выполненными в виде трапеции, квадрата или полукруга. Для плотного прилегания уплотнительных элементов и, соответственно, обеспечения герметичности участка трубопровода, с внешней стороны устанавливаются стяжные устройства, прижимающие уплотнения к телу трубы. Патрубок для подключения дыхательного клапана предотвращает перепады давления, что ис-

ключает самопроизвольный срыв герметизатора в период эксплуатации и демонтажа с трубопровода.

Отливка герметизатора «ГТ-01» выполнена в стальной форме (Ди 325 мм) из маслбензостойкой резины с температурным режимом эксплуатации от -50 до 80 °С (рис. 3). Изделие тестировали на специальном стенде для проверки герметичности конструкции уплотняющего элемента, монтажа и демонтажа устройства (рис. 4).

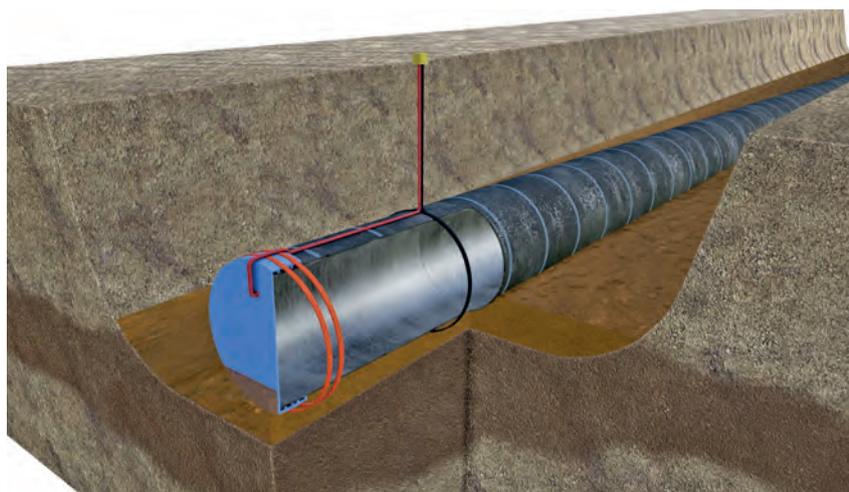


Рис. 5. Установленный на трубопровод герметизатор
Fig. 5. Sealer installed on a pipeline

ставляет собой штуцер, вмонтированный в днище герметизатора и выведенный на поверхность. Если конец уложенного трубопровода остается на поверхности, клапан можно установить на отдельной стойке, прикрепленной к трубопроводу кольцевым хомутом. При необходимости засыпки трубопровода вместе с герметизатором, шланг дыхательного клапана можно вывести на поверхность и закрепить на стойке в грунт. Схема установленного герметизатора приведена на рис. 5.

ВЫВОДЫ

Применение устройства позволит минимизировать риски повреждения трубопровода и оборудования, повысит надежность объектов строительства и их готовность к эксплуатации. При монтаже трубопроводов с тепловой изоляцией не будет необходимости нарушать заводскую конструкцию. Обеспечение чистоты внутренней полости и ее очистки станет более экономичным, освободятся дополнительные трудовые и технические ресурсы. Простота изготовления, установки и небольшая стоимость «ГТ-01» позволят эффективно использовать герметизатор во всех областях трубопроводного строительства. ■

Стенд изготовлен из катушки трубы (Диу 325 мм), закрытой с одной стороны приварной заглушкой, с установленными патрубком заправки воздуха и манометром. Монтаж «ГТ-01» произвел один работник за пять минут; демонтаж занял три минуты.

Герметизатор «ГТ-01» (Диу 325 мм) подвергли пневматическому испытанию на избыточное давление без установленного дыхательного клапана при давлении на герметичность 29,4 кПа, на прочность 39,2 кПа в течение 24 ч. Утечек воздуха в месте установки заглушки обнаружено не было, давление

во время испытания оставалось неизменным. Положительные результаты испытаний показали эффективность предложенной конструкции и гарантируют герметичность внутренней полости трубопровода, а также сохранность заглушки при механическом воздействии грунтом во время проведения земляных работ.

Установка герметизатора «ГТ-01» в полевых условиях производится с дыхательным клапаном. Это устройство предотвращает перепады давления в трубопроводе при суточном колебании температур. Дыхательный клапан пред-

ЛИТЕРАТУРА

1. Мустафин Ф.М., Гумеров А.Г., Квятковский О.П. и др. Очистка полости и испытания трубопроводов. М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. 255 с. СТО 2-2.2-382-2009. Магистральные газопроводы. Правила производства и приемки работ при строительстве сухопутных участков газопроводов, в том числе в условиях Крайнего Севера [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
2. СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы» (СП 86.13330.2012)) (с Изменениями № 1, 2) [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200111111> (дата обращения: 20.09.2019).
3. СП 111-34--96. Очистка полости и испытание газопроводов [Электронный документ]. Режим доступа: <http://gostrf.com/normadata/1/4294850/4294850877.pdf> (дата обращения: 20.09.2019).
4. СТО 2-3.5-354-2009. Порядок проведения испытаний газопроводов в различных природно-климатических условиях [Электронный документ]. Режим доступа: ограниченный.
5. ВСН 011-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание [Электронный документ]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200001424> (дата обращения: 20.09.2019).

REFERENCES

- (1) Mustafin FM, Gumerov AG, Kvyatkovskiy OP, et al. Pipeline Bore Cleaning and Testing. Moscow: Nedra-Biznesstsentr; 2001. (In Russian)
- (2) Gazprom PJSC. SТО 2-2.2-382-2009. Main gas pipelines. Rules for execution and acceptance of works at construction of onshore sections of gas pipelines, including those under conditions of the Far North [Access restricted]. (In Russian)
- (3) Rosstandart. SP 86.13330.2014. Main (trunk) pipelines (revision of the updated SNiP III-4--80. Main pipelines [SP 86.13330.2012]) (with Amendments No. 1, 2). Available from: <http://docs.cntd.ru/document/1200111111> [Accessed: 20th September 2019]. (In Russian)
- (4) Rosstandart. SP 111-34-96. Clearing of interior and test of gas pipelines. Available from: <http://gostrf.com/normadata/1/4294850/4294850877.pdf> [Accessed: 20th September 2019]. (In Russian)
- (5) Gazprom PJSC. SТО 2-3.5-354-2009. Procedure of testing main gas pipelines in various natural climatic conditions [Access restricted]. (In Russian)
- (6) Minneftegasstroj JSC. VSN 011-88. Main pipeline and flowline construction. Bore cleaning and testing. Available from: <http://docs.cntd.ru/document/1200001424> [Accessed: 20th September 2019]. (In Russian)

Российский нефтегазохимический форум



ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

XXVIII международная выставка



Нефтегазовое
направление



Химия.
Нефтехимия



Сервисное
направление

26-29 мая

2020

УФА.
ВДНХ ЭКСПО



GAZNEFTUFA
 @GAZNEFTUFA
#ГАЗНЕФТЬУФА
#ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ
#ГНТ
#ГНТФОРУМ
#GASOILEXPO



ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
РЕСПУБЛИКИ
БАШКОРТОСТАН



МИНИСТЕРСТВО
ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И ИННОВАЦИОННОЙ
ПОЛИТИКИ РБ



БВК
БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ РБ



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



СОЮЗ ТОРГОВО-
ПРОМЫШЛЕННАЯ
ПАЛАТА РБ



РОССИЙСКИЙ
СОЮЗ
ХИМИКОВ



СОЮЗ
НЕФТЕПРОМЫШЛЕННИКОВ
РОССИИ



По вопросам выставки
Бронь стенда www.gntexpo.ru
+7 (347) 246-41-77
gasoil@bvkeexpo.ru

По вопросам форума

Регистрация на форум www.gntforum.ru
+7 (347) 246-42-81
kongress@bvkeexpo.ru

БЕСПЕРЕБОЙНАЯ ПОДАЧА ГАЗА С ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМОЙ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ

Когда населенный пункт или промышленное предприятие отдалено от крупных городов, у газовых компаний возникают трудности с обеспечением бесперебойной подачи газа от магистральных газопроводов конечным потребителям. На устранение данной проблемы затрачивается множество усилий, связанных с подбором и совместимостью оборудования разных производителей. Объединенная металлургическая компания продолжает поиск и развитие комплексных современных решений, призванных закрыть этот вопрос.



Одно из направлений деятельности Объединенной металлургической компании (ОМК) – проектирование, производство, поставка и ввод в эксплуатацию блочно-модульного оборудования для объектов нефтяной, газовой и энергетической отраслей промышленности. Изготовление продукции осуществляется на производственных мощностях завода АО «Трубодеталь» в г. Челябинске (входит в состав ОМК, г. Москва) при поддержке собственного инженерно-технологического центра в г. Уфе. Совместное сотрудничество позволило разработать блочно-модульную автоматическую газораспределительную станцию нового поколения (АГРС НП).

Станция предназначена для бесперебойной и безопасной подачи подготовленного газа к населенным пунктам, промышленным

предприятиям и другим потребителям в необходимом объеме. Оборудование позволяет автоматически снижать давление газа до заданного уровня, регулировать количество подаваемого газа, обеспечивает его фильтрацию, одоризацию, подогрев, поддерживает постоянное давление на выходе при нестабильном потреблении, учитывает количество потребленного газа и передает данные о режиме работы оборудования на центральный диспетчерский пункт.

ХАРАКТЕРИСТИКА

Отличительная особенность АГРС НП, разработанной ОМК, от существующих типовых решений – возможность ступенчатого прироста мощностей. По мере роста потребления газа к станции можно добавлять дополнительные блоки,



СТАНЦИЯ ПРЕДНАЗНАЧЕНА ДЛЯ БЕСПЕРЕБОЙНОЙ И БЕЗОПАСНОЙ ПОДАЧИ ПОДГОТОВЛЕННОГО ГАЗА К НАСЕЛЕННЫМ ПУНКТАМ, ПРОМЫШЛЕННЫМ ПРЕДПРИЯТИЯМ И ДРУГИМ ПОТРЕБИТЕЛЯМ В НЕОБХОДИМОМ ОБЪЕМЕ.

наращивая мощность, или в случае снижения потребления – уменьшать их количество. Комплекс оснащен турбодетандером – устройством для выработки электри-



ческой энергии, использующим поток природного газа. Данное устройство позволяет АГРС НП быть полностью энергоавтономной и работать без присутствия оператора, что особенно важно, если объект удален от крупных городов и тех мест, где есть линии электропередачи.

Автоматическая газораспределительная станция нового поколения состоит из следующего оборудования:

- блок переключений – служит для коммерческого учета расхода газа, также в нем предусмотрены места для подключения одоризационной установки;

- блок операторный – обеспечивает автоматическое управление станцией;

- блок технологический – в нем размещены узлы очистки, узел предотвращения гидратообра-



В настоящее время АГРС НП успешно прошла испытания на полигоне. Комиссия по допуску к применению на объектах ПАО «Газпром» трубопроводной арматуры и оборудования газораспределительных станций рекомендовала использовать эту продукцию на объектах компании.

зования и узел редуцирования, турбодетандерная установка;

- блок подготовки теплоносителя – обеспечивает работу трех действующих технологических блоков и одного резервного (суммарной производительностью до 10 тыс. $\text{Нм}^3/\text{ч}$);

- блок сепаратора-пробкоуловителя (по требованию заказчика) – предназначен для улавливания из потока газа пробок воды и конденсата, идущего по трубопроводу как сплошным сечением, так и в виде расслоенного потока.

ИСПЫТАНИЯ

Первый опытно-промышленный блок завод АО «Трубодеталь» представил на VII Петербургском международном газовом форуме в октябре 2017 г. После выставки блочная конструкция была направлена на испытательный полигон АО «Газпром оргэнергогаз» (филиал «Саратоворгдиагностика», г. Саратов).

В настоящее время АГРС НП успешно прошла испытания на полигоне. Комиссия по допуску к применению на объектах ПАО «Газпром» трубопроводной арматуры и оборудования газораспределительных станций рекомендовала использовать эту

продукцию на объектах компании в комплексе или отдельными блоками.

Каждая блочно-модульная АГРС НП собирается индивидуально по техническим требованиям заказчика с возможностью регулировки входного, выходного давления и диапазона расходов газа.

Комплекс завода АО «Трубодеталь» обладает широкими производственными возможностями, включая лабораторию неразрушающего контроля, метрологическую службу, собственный железнодорожный терминал, погрузочное оборудование и др., что позволяет комплексно удовлетворить потребности компаний нефтегазовой отрасли. ■



АО «ОМК»

Дирекция по развитию направления блочно-модульного оборудования

115184, РФ, г. Москва,
Озерковская наб., д. 28/2
Тел.: +7 (495) 231-77-09, доб. 2044
E-mail: sales@omk.ru,
eltsov_vm@omk.ru
www.omk.ru

«ГОЛУБОЙ КОРИДОР – ГАЗ В МОТОРЫ 2019»: О ПРОБЕГЕ В ДЕЛОВОМ ФОРМАТЕ

29 августа в Стамбуле (Турция) стартовал и 3 октября в Санкт-Петербурге (Россия) финишировал международный пробег «Голубой коридор – газ в моторы 2019» с участием автомобилей на сжиженном и компримированном природном газе. Автомобили участников автопробега из разных стран мира преодолели свыше 8 тыс. км на европейском и российском этапах. В городах на маршруте пробега состоялось более 10 круглых столов и конференций, посвященных актуальной проблематике газомоторного рынка в странах Европы и регионах России. Как участники автопробега корреспонденты журнала «Газовая промышленность» посетили каждое из мероприятий – здесь представлена информация о важнейших из них.



29 августа Стамбул встретил участников старта автопробега солнечной и жаркой погодой. Температура – около 30 °С, дул сильный ветер с Босфора, на берегу которого выстроились 13 газомоторных легковых автомобилей, грузовиков и автобусов. В 10:00 в конгресс-центре «Халич» началась пресс-конференция, собравшая свыше 500 человек. Участников приветствовали генеральный директор государственной Турецкой акционерной трубопроводной компании BOTAŞ Бурхан Озкан и заместитель генерального директора ООО «Газпром газомоторное топливо» Д.Г. Корниенко. Интерес к газомоторному топливу (ГМТ) в Турецкой Республике сегодня достаточно велик, что доказывал кворум и темы выступлений. В панельной сессии «Экологические и технологические аспекты использования природного газа в качестве моторного топлива» приняли участие профессор Технологического университета Стамбула д-р Филиз

Караосманоглу, президент национальной Ассоциации грузового транспорта (TAID) Ильхами Эксин, профессор Коммерческого университета Стамбула д-р Мустафа Иликали, президент Национальной ассоциации поставщиков газа (GAZBIR), генеральный директор компании AKSA Язар Арслан. Речь шла о преимуществах компримированного (КПГ) и сжиженного (СПГ) природного газа перед бензином и дизелем – в частности, экономического характера: на сумму, эквивалентную 10 евро в Турции (здесь КПГ стоит 1,32 евро/кг), сегодня можно проехать на бензине 107 км, на дизеле – 178 км, а на КПГ – 196 км.

В полдень пресс-конференция, посвященная старту международного газомоторного автопробега, завершилась выступлениями представителей нефтегазовых компаний и ассоциаций. О потенциале газомоторного рынка в Турции рассказал президент Национальной ассоциации СПГ

и КПГ Серкан Хотоглу, итальянским опытом поделилась президент ассоциации NGV Марияроза Барони.

Вице-президент компании Uniper SE Петер Арп и заместитель генерального директора ООО «Газпром газомоторное топливо» Д.Г. Корниенко ознакомили аудиторию с ГМТ-программами, реализуемыми в Германии и России. Они же, как представители компаний – организаторов автопробега, объявили его официальный старт. К ним присоединился глава по техническому сотрудничеству компании Uniper Детлеф Весслинг. Один за другим газомоторные автомобили преодолели символическую стартовую арку. Volkswagen Passat с экипажем Uniper, газотопливные Audi команд компаний Comita и OMV, VW Caddy турецкой компании Igdas, седельные тягачи с цистернами Iveco и Skania, автобусы Mercedes-Benz – всего 13 машин, число которых будет расти по мере преодоления трансъевропейской дистанции.

Утром 30 сентября машины пробега из точки выхода на берег газопровода «Турецкий поток» отправились в Болгарию и далее по маршруту Сербия – Хорватия – Словения – Италия – Швейцария – Бельгия – Австрия – Германия до точки выхода на берег обоих «Северных потоков».

ВЕНА: НОВАЯ ИНФРАСТРУКТУРА, СТАРЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ

На 14-й день после старта из Стамбула участники европейского этапа автопробега «Голубой коридор – газ в моторы 2019» прошли 4080 км и посетили столицу Австрии. 12 сентября в штаб-квартире компании OMV по этому случаю состоялась конференция в формате трех панельных дискуссий с участием представителей местной администрации, нефтегазовых, транспортных и сервисных компаний, пилотов автопробега и корреспондентов СМИ.

На второй неделе осени в Вене наблюдалась сухая солнечная погода с температурой 26 °С. На горячем асфальте Трабреннштрассе у входа в стеклянный 25-этажный офис OMV выстроились газомоторные автомобили постоянных участников пробега. Это Volkswagen Passat компании Uniper, Audi A5 Sportback команды OMV, Audi A4 группы Comita и Skoda Rapid CNG с совместным экипажем российской группы компаний АТС и журнала «Газовая промышленность». В Вене к ним присоединился красный газомоторный Seat Ibiza. Грузовую технику представлял седельный тягач Iveco Strallis, рекордсмен по дальности пробега на СПГ.

В конференц-зале с видом на искусственное озеро собралось порядка 200 человек, преимущественно из Австрии, Германии и России. Круглый стол, посвященный прибытию в Вену участников европейского этапа автопробега, открыл вице-президент компании OMV по инновационной и информационной политике Михаэль Вольтрен. Им была положительно охарактеризована существующая



ГОНКА ЗА ЛИДЕРСТВО В САМОЙ ЭКОЛОГИЧНОЙ ТРАНСПОРТНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОДОЛЖАЕТСЯ: В НЕЙ УЧАСТВУЮТ МЕТАНОВЫЕ, ВОДОРОДНЫЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ И ИНЫЕ РЕШЕНИЯ. ПОКА НИ ОДНО НЕ ВЫГЛЯДИТ ПО-НАСТОЯЩЕМУ ЧИСТЫМ, ПОСКОЛЬКУ УГЛЕРОДНЫЕ ВЫБРОСЫ НАБЛЮДАЮТСЯ В КАЖДОМ СЛУЧАЕ.

на сегодняшний день газомоторная инфраструктура Австрии, дана высокая оценка (в общем деле популяризации ГМТ) автопробегу, регулярно проводящемуся с 2008 г. при поддержке российских и немецких компаний.

Модератором круглого стола стал Кристиан Клеричи – известный австрийский журналист, автогонщик, актер и ведущий телевизионных программ, посвященных автоспорту. Без его интродукций о том, как запрещали в детстве купаться в Дунае (теперь уже можно: экология наладилась), атмосфера круглого стола не была бы столь оживленной и доверительной.

Участниками панельной дискуссии «Газовый транспорт – верное решение в нужное время» стали президент австрийского Фонда энергетики и климата Тереза Фогель, исполнительный директор Porsche Austria Вольфганг Ворм и глава департамента перспективной энергетики OMV Михаэль Саттлер. Наиболее строга в своем видении ситуации с переходом на ГМТ была госпожа Фогель: биогаз, по ее мнению, должен со временем вытеснить ископаемые энергоносители, и только в этом случае он будет считаться правильным энергетическим активом. Гонка за лидерство в самой экологичной транспортной технологии продолжается: в ней участвуют метановые, водородные, электрические и иные решения. Пока ни одно не выглядит по-настоящему чистым, поскольку углеродные выбросы наблюдаются в каждом случае.

«Монорешения в транспортных технологиях не будет: это так же невозможно, как применение монокультуры в сельском хозяйстве», – отметил господин Ворм, говорящий от лица компании, которая владеет концерном VAG. Вместе с тем у автопроизводителей в последнее время наблюдаются своего рода «муки совести» по поводу эмиссии моделей прошлых поколений, приводящие к постановке на конвейер новых экологичных решений. Газ, в понимании VAG, должен лидировать в таких решениях для легкового транспорта. Электромобиль сейчас в Европе стоит в среднем 30 тыс. евро, газовый вдвое дешевле. Основной профиль деятельности концерна VAG – это все-таки «народный автомобиль», поэтому каждый второй Volkswagen в Австрии сегодня ездит на КПГ. Такая же ситуация с «ауди» и «сеатами», и это происходит, не в последнюю очередь, благодаря развитой инфраструктуре, насчитывающей 159 автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС) и одну криогенную автозаправочную станцию (КриоАЗС) при цене КПГ 0,99 евро за кг.

Господин Ворм также отметил очевидную неактуальность существующих в Австрии нормативов безопасности в отношении метановых автомобилей. Эти требования, по его словам, были созданы в свое время на основе опыта эксплуатации автомобилей, использующих в качестве топлива сжиженный углеродный газ, про-

пан-бутановую смесь. Статистика возгораний и взрывов основана на применении именно этого вида топлива, а не значительно менее опасного КПП/СПГ. С этим связаны далеко не полезные для развития ГМТ-рынка «дискриминационные» ограничения для метановых автомобилей, которые не пускают в подземные паркинги и т.д.

«В транспорте на сегодняшний день не существует единого экорешения», – согласился с Вольфгангом Вормом Михаэль Саттлер, транслируя точку зрения нефтегазовой компании. Автомобильные конструкторы и химики имеют по этому поводу неоднозначные мнения, но объективные исследования свидетельствуют, что двигатели на сжиженном и компримированном метане имеют выбросы на 20 % меньшие, чем у бензиновых моторов, и на 10 % меньшие, чем у биодизелей. В разных странах развитие инфраструктуры ГМТ находится на разных эволюционных ступенях, но в целом метан в качестве топлива сегодня служит наиболее эффективным строительным материалом для создания транспортного рынка завтрашнего дня. При неодинаковых концепциях и финансовых возможностях главное – не навредить будущему экспериментами в настоящем, отметил Михаэль Саттлер.

Вторая панель посвящалась использованию КПП в качестве топлива для общественного транспорта и собрала как представителей крупнейших австрийских автобусных парков, так и одного из ведущих производителей этого вида транспорта в Европе – компании MAN (Франц Вайнбергер, директор по маркетингу и коммуникациям). Как известно, первые автобусы на КПП еще в 1972 г. возили спортсменов мюнхенской Олимпиады. Их современные аналоги существенно комфортнее для пассажиров в отношении шума и вибрации по сравнению с дизельными автобусами. Если же сравнивать с автобусами, оснащенными электродвигателями, их «од-

нокласники» на КПП имеют ряд краткосрочных и среднесрочных эксплуатационных преимуществ, а также меньшие инвестиционные затраты. Автобусы с метановым двигателем стабильно проходят до капремонта 800–900 тыс. км – в этом представители автопарков Австрии согласились, но мнения разделились по другим вопросам. По словам Герхарда Зигля, технического директора Wiener Linien GmbH & Co KG, метановый автобусный флот австрийской столицы пока проигрывает по экологическим показателям в линейном режиме и энергозатратам на заправочный процесс традиционному дизелю Euro 6.

В свою очередь, Людвиг Ричард, представляющий автобусный парк Зальцбурга, сообщил о положительном опыте эксплуатации 45 автобусов на КПП. Компания-оператор построила в Зальцбурге АГНКС, и на сегодняшний день результатами довольны как горожане, так и инвесторы. «С 1990 г. мы модернизируем автопарк, с 2011 г. расширяем его метановыми версиями», – отметил Клаус Редер, руководитель Stadtwerke Augsburg, – опыт эксплуатации весьма успешный, и мы, таким образом, используем технологии будущего уже сегодня».

Третья панельная сессия «СПГ в грузоперевозках» собрала представителей компаний Shell, Uniper, Iveco, а также Торгово-промышленной палаты Австрии. Электрические и газомоторные автомобили использовались для грузоперевозок на родине Моцарта еще 100 лет назад, затем их вытеснили менее дорогие дизельные аналоги. Сегодня СПГ-транспорт демонстрирует более экологичные показатели: снижение уровня шума на 50 %, на 20 % меньшее количество загрязнений атмосферы выбросом CO₂ и на 99 % – твердыми частицами выхлопа. Помимо этого, производство СПГ-грузовиков не требует внесения изменений в их конструкцию, в отличие от водородных и электрифи-

цированных аналогов – подчеркнул Бернд Хеллер, возглавляющий газомоторный отдел автопроизводителя Iveco.

Горизонт перехода на СПГ для грузового автопарка Европы с построением соответствующей инфраструктуры составляет 5–10 лет, отметил Кристиан Хеллингер, руководитель европейского подразделения транспортного СПГ компании Shell. «Мы строим первый в Германии приемный терминал СПГ и видим позитивную реакцию потребителей на открытие КриоАЗС для заправки СПГ-транспорта», – сказал старший вице-президент Uniper Уве Фип. Строительством КриоАЗС в Европе занимается компания LIQVIS – дочернее предприятие Uniper.

Перспектива приоритетного использования СПГ-транспорта в грузоперевозках оценивается в пределах 2050 г., заявил Александр Клачска, возглавляющий отдел транспорта Торгово-промышленной палаты Австрии. В настоящее время в стране, где уже работает одна КриоАЗС, не существует подобных альтернатив для заправки водородного или электрического грузового автотранспорта. Помимо этого, стоимость производства водорода на сегодняшний день в три-четыре раза превышает стоимость природного газа. «Для предпринимателя на первом месте стоят возможность планирования перевозок и их безопасность», – отметил господин Клачска. – Здесь значительную роль играют политические решения Евросоюза. Важно создавать условия, убедительные для бизнеса при выборе той или иной технологии транспортировки».

БЕРЛИН: «ЗЕЛЕНЫЙ» МЕТАН, «ГОЛУБОЙ» ВОДОРОД

17 сентября в Берлине для участников автопробега, представителей заинтересованных организаций, органов власти и прессы состоялся круглый стол, организованный в EUREF Campus. Образовательно-офисно-выставочный кластер, расположенный у подножия бывшего газольдера в дельте железно-



дорожных линий южного городского района Шонеберг, известен как центр экспериментов и новых проектов в области энергетики, в том числе альтернативой. Здесь перед конференц-залом с готическими сводами выстроились автомобили автопробега. Утром выглянуло солнце, но затем погода испортилась, ожидался дождь: было уже по-осеннему прохладно, температура составляла 8 °С, участники круглого стола сдали в гардероб пальто и плащи.

Берлинскую встречу с кворумом порядка 150 человек открыл бывший председатель правления Немецкого энергетического агентства (DENA), председатель Наблюдательного совета немецкой ассоциации «Будущее природного газа» Штефан Кохлер. Как имеющий личный восьмилетний опыт в эксплуатации газомоторного автомобиля, господин Кохлер отметил до сих пор недостаточно активный маркетинг продаж этого вида транспорта в Германии и вообще слабую рекламную кампанию национальных ГМТ-программ. При этом инициатива развития газотопливного рынка в стране, где килограмм КПГ стоит 1,08 евро, поддерживается на законодательном уровне: бундестагом принята стратегия по развитию рынка природного газа до 2030 г., и ее перспективы достаточно очевидны на фоне полного отказа национальной энергетики от атома и угля к 2038 г. Штефан Кохлер также назвал электромобили недостаточно убедительной альтернативой бензиновым и дизельным транспортным средствам в силу их более высокой стоимости и способности проехать максимум 300 км на скорости 120 км/ч (250 км на ско-

ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ ИТОГИ АУТОПРОБЕГА ПО ЕВРОПЕЙСКОМУ УЧАСТКУ В СВОЕМ ВЫСТУПЛЕНИИ ПОДВЕЛ ГЛАВА ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ СОТРУДНИЧЕСТВУ КОМПАНИИ UNIPER ДЕТЛЕФ ВЕССЛИНГ. СОСТОЯНИЕ РАЗВИТИЯ ИНФРАСТРУКТУРЫ КПГ НА МАРШРУТЕ ОТ СТАМБУЛА ДО БЕРЛИНА ОН НАЗВАЛ ПРИЕМЛЕМЫМ.



рости 140 км/ч). «Мобильность в Германии – это ездить далеко и заправляться быстро, – пояснил господин Кохлер. – Привычных здесь практически каждому автовладельцу поездок в горы или на морское побережье электромобили, увы, не обеспечивают».

Промежуточные итоги автопробега по европейскому участку в своем выступлении подвел глава по техническому сотрудничеству компании Uniper Детлеф Весслинг. Состояние развития инфраструктуры КПГ на маршруте от Стамбула до Берлина он назвал приемлемым, развитие СПГ-авторынка от Турции до Хорватии охарактеризовал как «зачаточное», при этом отметив интерес к направлению и наличие энтузиазма среди населения. Турцию, например, на диверсификацию топливного рынка в направлении КПГ/СПГ ориентирует достаточно неблагоприятная экологическая ситуация. «Чемпионом» на маршруте пробега была признана Италия – самый большой газовый парк, наиболее разветвленная сеть АГНКС.

С оценкой ПАО «Газпром» потенциала газотранспортного рынка аудиторию ознакомил заместитель начальника Департамента

компании Д.В. Хандога. Сегодня «Газпром» активно развивает ГМТ-проекты не только в России, но и в ряде стран мира. Созданное в 2016 г. дочернее предприятие компании Gazprom Germania – Gazprom NGV Europe GmbH, в частности, занимается строительством и обслуживанием газозаправочных станций в странах Европы (мультитопливных и АГНКС). В настоящее время компания эксплуатирует 47 таких станций в Германии и 16 в Чешской Республике.

Перспективами создания в Германии сети КриоАЗС для заправки транспорта СПГ поделился руководитель проектно-строительного направления компании LIQVIS GmbH Майк Якоб. Дочерняя компания Uniper планирует к 2023 г. построить в стране 20 КриоАЗС. Согласно требованиям ЕС, расстояние между такими заправочными комплексами не должно превышать 400 км. По словам господина Якоба, уже через два года после этого в Германии будет насчитываться 25 тыс. СПГ-грузовиков, для которых будут отменены пошлины на автобанах.

Согласно статистическим данным, приведенным начальником

отдела транспортной логистики Федерального союза немецкой промышленности (BDI) Юргеном Хаслером, в настоящее время в Германии насчитывается около 100 тыс. газомоторных автомобилей из общего количества 43 млн. Прогноз роста их числа с развитием соответствующей инфраструктуры к 2030 г. позволяет говорить о шестикратном увеличении парка (около 600 тыс. ед.).

Встреча в Берлине была продолжена в формате панельной дискуссии, в которой приняли участие депутат бундестага от блока ХДС/ХСС Оливер Грюндман, бывший председатель правления Немецкого энергетического агентства (DENA), председатель Наблюдательного совета немецкой ассоциации «Будущее природного газа» Штефан Кохлер, начальник отдела транспортной логистики Федерального союза немецкой промышленности (BDI) Юрген Хаслер и многие другие. Модератором дискуссии выступил председатель президиума ассоциации «Будущее природного газа» д-р Тимм Келер.

Среди обсуждаемых вопросов была необходимость технологической подготовки парламентариев (как бундестага, так и Европарламента), голосующих за массовое внедрение электромобилей в качестве тренда и не в полной мере осознающих масштаб работы по их энергообеспечению. Представителю ПАО «Газпром» был задан вопрос об экологической составляющей экспортируемого в Европу метана. Д.В. Хандога пояснил, что «Газпром», ежегодно инвестирующий порядка 1 млрд евро в экологию, поставляет на европейский рынок наиболее чистый энергоноситель на фоне остальных ископаемых альтернатив, а также работает над созданием топливных газодородных смесей и производством «голубого» водорода с нулевой эмиссией CO₂ (основного тренда развития немецкой энергетики в настоящее время, по утверждению Штефана Кохлера).

Отдельной темой обсуждения стало строительство морских СПГ-терминалов и водный СПГ-транспорт. Курирующий данное направление в бундестаге Оливер Грюндман отметил, что судовые двигатели на СПГ начали производить Rolls-Royce и MAN, а в Германии планируется создать два новых СПГ-терминала (в дополнение к строящемуся в Штаде) с перспективой получения «зеленого» метана при регазификации. Представляя крупнейшего в стране оператора автопарков КПП и СПГ (Scania), Штефан Нойман сообщил, что у VAG есть, в частности, два морских транспортных судна, поставляющих автомобили концерну в США и использующих СПГ в качестве топлива. Суммируя итоги дискуссии, спикеры сошлись во мнении, что основной «обучаемой аудиторией», либо же «субъектами внушения» для развития ГМТ-рынка в Германии должны стать политики, автопроизводители и грузоперевозчики.

РОСТОВ-НА-ДОНУ: КАЧЕСТВО ЖИЗНИ В ПИЛОТНОМ РЕГИОНЕ

20 сентября эстафету у европейского этапа автопробега в Краснодарском крае на компрессорной станции «Русская» принял российский маршрут. Колонна в составе легковых автомобилей, грузовиков и автобусов, возглавляемая LADA Vesta с экипажем Группы компаний АТС и журнала «Газовая промышленность», 22 сентября прибыла в Ростов-на-Дону, где на следующий день в конгресс-отеле «Дон-Плаза» состоялась конференция «Развитие рынка газомоторного топлива». Здесь, в отличие от центральной части страны, где уже местами выпал снег, было еще по-летнему тепло и солнечно, температура составляла 15 °С. Впрочем, 13 машин пробега «увезут» эту погоду с собой.

Открытая отраслевая дискуссия в регионе, объявленном пилотным для развития федеральных газомоторных программ, вызвала общий интерес и собрала порядка

60 участников. На правах модератора конференцию открыл начальник управления реализации и маркетинга ООО «Газпром газомоторное топливо» Д.Ю. Сафонов, предоставивший слово заместителю министра промышленности и энергетики Ростовской обл. В.В. Клименко. В сотрудничестве с ПАО «Газпром», федеральными министерствами и промышленными предприятиями правительство области активно развивает региональный газомоторный рынок. Целью принятой Стратегии социально-экономического развития служит создание на территории области к 2030 г. 62 АГНКС (сегодня их 11) и 10-кратный рост потребления ГМТ – до 355 млн м³ в год. При этом 39 АГНКС планируется ввести в эксплуатацию до конца 2021 г. На территории области планируется создать 10 сервисных центров по переоборудованию транспорта на газобаллонное оборудование. В составе Министерства промышленности и энергетики создана специализированная рабочая группа по контролю за ходом реализации газомоторных программ в 18 муниципальных образованиях области. В закупках муниципального, коммунального и сельскохозяйственного транспорта преимущество соответствующие министерства отдают газотопливным версиям.

Принявший участие в конференции министр транспорта Ростовской обл. А.Н. Иванов назвал основным стимулирующим фактором для приобретения газомоторной техники развитие соответствующей инфраструктуры. Обновление подвижного состава в области в настоящее время ведется не только на средства бюджета, но и за счет инвестиций частных бизнес-структур. Наиболее заметная динамика отмечается в сфере общественного транспорта: из 5300 автобусов в 2019 г. на газ (который в России стоит около 0,24 евро/кг) было переоборудовано свыше 500 ед.

Одной из ощутимых мер региональной поддержки разви-

тию рынка ГМТ служит снижение транспортного налога на газотопливную технику. Соответствующие постановления подписаны правительствами 21 региона России, но вопрос пока находится в режиме ожидания решения Министерства финансов о передаче данного налога на муниципальный уровень. Возможно, это произойдет уже в следующем году. В своем выступлении заместитель генерального директора южного филиала ООО «Газпром газомоторное топливо» С.Г. Леонов сфокусировал внимание на экологических преимуществах использования природного газа в качестве моторного топлива и корпоративных программах, стимулирующих как автовладельцев, так и автопроизводителей. В частности, автовладелец, установивший газобаллонное оборудование в одном из сертифицированных центров и разместивший на своей машине корпоративные наклейки «Ecogas», получает ежеквартально в течение года 80 тыс. руб. – сумму, эквивалентную стоимости переоборудования автомобиля на метан.

Газотопливные новинки озвучили в своих выступлениях представители автомобильных заводов. Фактически все эти новинки приняли участие в автопробегах и ждали внизу на парковке отеля. Заместитель генерального директора по продажам ООО «Волгабас Волжский» Г.А. Набиркин продемонстрировал линейку туристических и городских КПП-автобусов с запасом хода 650 км и расходом 40–50 м³ газа на 100 км пробега. 300 таких автобусов в настоящее время эксплуатирует «Газпром». Первый заместитель директора ООО «СИМАЗ» А.С. Яценко поделился опытом создания в Ульяновске частного автобусного завода на базе силовых агрегатов японской компании Isuzu. Метановый двигатель мощностью 130 л. с. расходует 23–25 м³ сжатого газа на 100 км, запас хода автобусов составляет 500 км, гарантия – 200 тыс. км пробега. Баллоны для КПП Симбирскому автобусному



ПРИНЯВШИЙ УЧАСТИЕ В КОНФЕРЕНЦИИ МИНИСТР ТРАНСПОРТА РОСТОВСКОЙ ОБЛ. А.Н. ИВАНОВ НАЗВАЛ ОСНОВНЫМ СТИМУЛИРУЮЩИМ ФАКТОРОМ ДЛЯ ПРИОБРЕТЕНИЯ ГАЗОМОТОРНОЙ ТЕХНИКИ РАЗВИТИЕ СООТВЕТСТВУЮЩЕЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ.



заводу поставляет нижегородское предприятие «ГазСервисКомпозит».

Достаточно амбициозным планом ООО «РМЗ РариТЭК» был посвящен доклад руководителя корпоративного проекта «ЛОТОС» Д.А. Денисова. В настоящее время предприятие из Татарстана имеет крупнейший в России сервисный центр ГМТ-техники в Набережных Челнах. Компания осуществляет удаленную спутниковую диагностику газомоторных машин, их обслуживанием и ремонтом занимаются мобильные сервисные бригады. «РариТЭК» производит передвижные автомобильные газозаправщики (ПАГЗ) для КПП и СПГ и выпускает собственную линейку автобусов LOTOS. В этом году в российском этапе автопробега приняла участие одна из новинок этого модельного ряда – городской низкопольный автобус на СПГ. Идея, которая в настоящее время широко освоена в Китае и не имеет пока прецедента в Европе, наконец-то была реализована в России, правда, в экспериментальном порядке. Кроме того, Д.А. Денисов высказал соображения от лица разработчиков и производителей газомоторного двигателя: монотопливная газовая версия дает

лучший экономический эффект в сравнении с парой «газ-дизель», и гонка производителей за повышением процента метана в данной смеси (до 60–70 % по отношению к «проверенным» 35–40 %) вредно отзывается на ресурсе.

Директор по продажам дилерского центра ГАЗ в Ростове-на-Дону А.В. Трофимов представил новую гибридную КПП/СПГ-версию среднетоннажного грузовика ГАЗон NEXT. Двигатель с турбонаддувом ЯМЗ-534 максимальной мощностью 170 л. с. позволяет переключать топливо с компримированного на сжиженный метан, суммарный запас хода составляет 900 км. Новую модель УАЗ Профи в версии КПП/бензин представил руководитель отдела розничных продаж ООО «Автодом» А.А. Усачев. Эта «вахтовка», или «мобильный офис», с полным приводом служит достаточно интересным решением для газовиков и нефтяников, поскольку хорошо подходит для условий вдольтрассовой эксплуатации. В этом году «лады» Волжского завода не только вышли в Топ-10 по популярности среди россиян (где на первом месте «Веста»), но и обновили модельный ряд газотопливным «Ларгусом». 0 стра-

тегических предпосылках успеха рассказал менеджер отдела по работе с корпоративными клиентами, дилерами и развития корпоративных продаж ПАО «Автоваз» Н.С. Красильников.

Менеджер по работе с корпоративными клиентами АО «Исузу Рус» П.И. Беседин ознакомил участников конференции с особенностями производства грузовой техники японской марки в России. Завод Isuzu в Ульяновске построен на 100 % иностранных инвестиций, собирает грузовики с газодизельными и газовыми двигателями, причем модели с двигателем на КПП ориентированы исключительно на внутренний рынок. Начальник отдела дорожных автомобилей ОАО «Автомобильный завод «Урал» М.В. Воробьев в год 75-летия предприятия представил участвующий в пробеге трехосный самосвал «Урал-73945» с 310-сильным двигателем, работающим на КПП и СПГ. Главный специалист группы управления GMT-проектами ПАО «КАМАЗ» В.В. Баскаков привел сравнительную статистику расходов на дизельное топливо, КПП и СПГ для дальнемагистральной техники. Оказалось, что в год КПП-автобус экономит примерно полмиллиона, а СПГ-тягач – около 1,3 млн руб. В линейке автобусов «НЕФАЗ» у завода также имеется своя рестайлинговая версия городского низкопольного автобуса на СПГ-топливе с китайским двигателем Weichai. К сожалению, «НЕФАЗ» сегодня не имеет сервисной поддержки в Ростовской обл., на что представителю завода было указано в ходе дискуссии.

Руководитель направления продаж техники на GMT Scania И.М. Попазов представил линейку седельных тягачей с 10- и 13-литровыми монотопливными двигателями стандарта Euro 6, работающими на сжатом природном газе, а также на биометане. Демонстратор-инструктор ООО «Ивеко Россия» Р.Б. Висич объяснил преимущество монотопливных двига-

телей с позиции компании, первой начавшей серийное производство газомоторных грузовиков в 1990-х гг. и установившей рекорд пробега на СПГ – свыше 1600 км. Как сообщил впоследствии нашему корреспонденту Р.Б. Висич, IVECO в настоящее время работает над созданием водородного двигателя для грузовиков. Перспектив использования биометана в России и ряде других стран Европы компания не наблюдает. В завершение конференции исполнительный директор Ростовского регионального филиала АО «Россельхозбанк» Е.А. Калиниченко ознакомил аудиторию с участием организации в проекте «Развитие рынка газомоторного топлива в Ростовской области», а также с линейкой кредитных продуктов для юридических лиц.

МОСКВА: СПГ ДЛЯ КАЖДОГО

27 сентября, на следующий день после прибытия в Москву участников автопробега, на базе ООО «Газпром ВНИИГАЗ» состоялась конференция «Развитие рынка газомоторного топлива». Участников конференции приветствовал директор Центра использования газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ» С.В. Люгай. Он также огласил приветствие генерального директора ООО «Газпром ВНИИГАЗ» М.Ю. Недзвецкого. Головной научно-исследовательский институт «Газпрома» стал в свое время центром подготовки первого автопробега «Голубой коридор – 2008», организованного по инициативе возглавлявшего в тот период Управление по использованию газа ОАО «Газпром» д-ра Е.Н. Пронина, по маршруту Санкт-Петербург – Великий Новгород – Тверь – Москва.

Текущую ситуацию и перспективы развития сети АГНКС и КриоАЗС обозначил в своем выступлении представитель Московского филиала ООО «Газпром газомоторное топливо», который практически сразу же получил вопрос из зала о доступности таких станций для широкого по-



требителя. Выяснилось, что из 311 действующих сегодня на территории России АГНКС «Газпрома» в открытом доступе находится около 260, остальные обслуживают дочерние предприятия на закрытой территории. Порядка 160 АГНКС введено в строй ПАО «НОВАТЭК» и другими компаниями. В Москве «Газпром газомоторное топливо» установило абсолютный рекорд скорости заправки – 150 м³ КПП за 4 мин. В области СПГ также наблюдается определенная динамика. Функционируют две стационарные КриоАЗС в Москве и Санкт-Петербурге, шесть КриоАЗС «Газпром» планирует построить на трассе М-11, здесь также будут реализованы аналогичные проекты компании «НОВАТЭК».

Нельзя сказать, что выступления автопроизводителей полностью дублировали их «лекции» в Ростове-на-Дону: каждый сообщил ряд новых подробностей и получил достаточно «острые» реплики от участников конференции. Аудитория, насчитывающая примерно 100 человек, в основном состояла из предпринимателей, сделавших ставку на газомоторный транспорт, поэтому вопросы были достаточно жесткими и прагматичными. Представивший ООО «Волгабас Волжский» Г.А. Набиркин сообщил, что завод не планирует использовать СПГ для своих автобусов с двигателями MAN и Weichai. Рассказавший о статусе автобусного проекта «СИМАЗ» А.С. Яценко (пилотный образец проходит сертификацию параллельно участию в автопробеге, начало серийного производства запланировано на ноябрь 2019 г.) был вынужден прокомментиро-



вать наиболее сложный вопрос о получении госсубсидий на перевод транспорта на газ исключительно лизинговыми компаниями с 2020 г. Ознакомивший аудиторию как с грузовиками, так и автобусами Группы ГАЗ (с газомоторными двигателями собственной разработки) А.А. Рыжников ответил на вопрос о сравнении ресурса двигателя, работающего на КПП и СПГ, в пользу последнего вида топлива. Он допустил, что качество сжиженного по ГОСТ 56021 газа сегодня выше, чем у трубопроводного.

Как выяснилось, вопрос качества газа на заправках, который журнал «Газовая промышленность» пытался поднять еще в прошлом году, имеет отнюдь не только национальный характер. Например, в Австрии был прецедент заправки на АГНКС, не указанной в маршрутном листе. В итоге «школа» не просто утратила прежний прием, но и стала глохнуть на холостом ходу. На московской конференции толику ясности в этот вопрос внес представитель Scania И.М. Папазов – в Европе газовые заправки продают как высококалорийный, так и низкокалорийный КПП (т.н. High и Low). В России, по отзывам представителя компании, также были случаи заправки газом низкого качества, тем не менее выхода из строя двигателей ни при одном таком казусе зафиксировано не было.

Вопросов производителям дальнемагистрального грузового транспорта на СПГ и КПП было задано достаточно много – от систем удаленного контроля до гарантийных обязательств и объемов поставок. Как оказалось, свои системы спутникового мониторинга существуют

В СВОЕМ ВЫСТУПЛЕНИИ КООРДИНАТОР ЕВРОПЕЙСКОГО УЧАСТКА АВТОПРОБЕГА, НАЧАЛЬНИК ДЕПАРТАМЕНТА UNIPER SE АНДРЭ ШУМАНН СРАВНИЛ СУЩЕСТВУЮЩУЮ ИНФРАСТРУКТУРУ ГМТ В СТРАНАХ ЕВРОПЫ И РОССИИ, ОТМЕТИВ КАК ДИНАМИКУ РАЗВИТИЯ, ТАК И СУЩЕСТВУЮЩИЕ ВОПРОСЫ.

у «КамАЗа» и Scania, а IVECO планирует отметить 25-летие своего сборочного предприятия в Миассе поставкой 700 газотопливных грузовиков. У компании Scania планы несколько скромнее, но зато они более реальны – 300 грузовиков в 2019 г. Суммарный объем уже сравним с масштабами в Европе, где сейчас насчитывается порядка 1200 СПГ-грузовиков, но все еще значительно отстает от Китая, где таких машин уже 300 тыс.

В своем выступлении координатор европейского участка автопробега, начальник департамента Uniper SE Андрэ Шуманн сравнил существующую инфраструктуру ГМТ в странах Европы и России, отметив как динамику развития, так и существующие вопросы. Среди них – режим работы АГНКС, например, во Франции имеющих выходные дни и график с 9:00 до 18:00. Прошедший с коллегами на «фольксвагене» европейский участок пробега, господин Шуманн присоединился к российской команде на маршруте Москва – Санкт-Петербург. Завершающим выступлением конференции стал доклад главного менеджера АО «Россельхозбанк» К.К. Лиева, который ознакомил аудиторию с кредитными программами для физических лиц.

Интересным «тест-драйвом» стала последующая поездка на автобусе LOTOS-105, оборудованном СПГ-двигателем. В салоне низкопольного городского автобуса,

прошедшего перед этим долгий рейс от Анапы до Москвы, оказалось достаточно тихо и комфортно, практически никаких динамических отличий от дизельных или КПП-аналогов не наблюдалось. Представители производителя, «РМЗ РаритЭК», сообщили, что в городском цикле автобусу потребуется заправка один раз за двое суток – вдвое реже, чем аналогу на КПП. Мы обсудили этот проект с также участвовавшим в поездке Андрэ Шуманном. Например, дискутировавшие в Вене представители трех муниципальных автопарков даже не задумывались о подобной альтернативе, которая появилась сейчас в России и имеет массовое распространение в Китае. Почему? Как ответил нам господин Шуманн, эксперимент с муниципальными автобусами на СПГ в свое время проводился в Варшаве и был признан неудачным. Причина заключалась как в отсутствии КриоАЗС в зоне удобного доступа, так и в «ароматном» шлейфе отпарного газа, который периодически стравливает СПГ-автобус в атмосферу. В магистральном режиме это практически незаметно, но в замкнутой экосистеме городов все-таки ощутимо. Следует признать, что позади нашего автобуса, стоящего на парковке с включенным двигателем, действительно пахло знакомым одорантом – при открытой крышке моторного отсека. Но в салоне, как мы ни напрягали обоняние, почувствовать запах газа не удалось.



Первый в стране городской автобус на СПГ доставил участников конференции на пока единственную в Москве стационарную КриоАЗС. Она расположена между территориями ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и Московского газоперерабатывающего завода, но находится в открытом доступе. Длинной очереди из грузовиков здесь обнаружено не было. В течение примерно 10 мин автомобили пробега, использующие СПГ, заполняли здесь свои криобаки для преодоления финишной прямой до Санкт-Петербурга.

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ: ДОЖДЛИВЫЙ ФИНИШ

3 октября на Пулковских высотах, где расположен «ЭКСПОФОРУМ», было ветрено, при температуре 4 °С моросил холодный мелкий дождь. В этот день в рамках IX Петербургского международного газового форума состоялась церемония финиша масштабного международного автопробега газомоторной техники «Голубой коридор – газ в моторы 2019».

В церемонии приняли участие Председатель Совета директоров ПАО «Газпром» В.А. Зубков и старший вице-президент Uniper Global Commodities SE Уве Фип.

Маршрут автопробега проходил по территории Турции, Болгарии, Сербии, Хорватии, Словении, Италии, Бельгии, Австрии, Германии и России (в частности, по Ростовской, Воронежской, Белгородской, Московской, Новгородской и Ленинградской областям). Участники европейского

и российского этапов преодолели в общей сложности более 8 тыс. км. В этом году финишную арку прошли сразу два автомобиля с совместными экипажами и логотипами «Газовой промышленности» и Группы компаний АТС – участники европейского и российского этапов.

Участвовавшие в пробеге пассажирские, грузовые и легковые транспортные средства, использующие в качестве топлива КПГ и СПГ, в очередной раз подтвердили высокую надежность и экономическую эффективность ГМТ. В частности, на российском этапе расходы на заправку природным газом были в 2–3,5 раза ниже по сравнению с использованием традиционных видов топлива. Как было отмечено на конференции «Лучшие мировые практики расширения применения природного газа в качестве моторного топлива», посвященной итогам автопробега и прошедшей в этот же день в рамках форума, общая сумма экономии на российском этапе составила 336 тыс. руб.

В этот же день на форуме в режиме телемоста состоялся ввод в эксплуатацию новых газозаправочных объектов «Газпрома». Современные автомобильные АГНКС начали работу в Омске и Тахтамукае (Республика Адыгея). Их производительность – 8,9 и 6,6 млн м³ природного газа в год соответственно. Станция в Омске стала первой в городе, ключевым потребителем будет пассажирская техника. На АГНКС в Тахтамукае в основном будет заправляться транзитный транспорт.



УЧАСТНИКИ ЕВРОПЕЙСКОГО И РОССИЙСКОГО ЭТАПОВ ПРЕОДОЛЕЛИ В ОБЩЕЙ СЛОЖНОСТИ БОЛЕЕ 8 ТЫС. КМ.

Площадка для размещения ПАГЗ и КриоПАГЗ была построена и в районе поселка Крестцы (Новгородская обл.). Она дает возможность заправлять транспорт на федеральной автомобильной трассе М-10 как сжатым, так и сжиженным природным газом. В 2020 г. на месте площадки начнется строительство стационарной КриоАЗС.

Суммируя значительный объем международной информации, полученной в результате участия в европейском и российском этапах автопробега «Голубой коридор – газ в моторы 2019», можно сделать вывод о том, что наблюдаемые вопросы развития рынка ГМТ в разных странах зачастую носят общий характер. Их скорейшему и наиболее эффективному решению поможет обмен опытом, освещение в прессе, совместный анализ и коллегиальное обсуждение – в налаживании такого рода каналов профессионального общения видна несомненная практическая польза международных проектов подобного масштаба. ■

КАЛЕНДАРЬ 2020

НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

iOilGas
conference



ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ
ЗОЛОТОЙ РТУТИ
2017

23-28 марта
г. Новороссийск

9-я Международная научно-практическая конференция
«Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов»

06-11 апреля
г. Сочи

1-я Международная научно-практическая конференция
«Промышленная и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе»

01-06 июня
г. Сочи

15-я Международная научно-практическая конференция
«Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития»

21-26 сентября
г. Сочи

11-я Международная научно-практическая конференция
«Строительство и ремонт скважин»

05-10 октября
г. Сочи,
Красная поляна

8-я Международная научно-практическая конференция
«Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы»



В рамках конференции проходят рабочие заседания, выступления ведущих специалистов нефтегазовой отрасли, круглые столы, семинары, торжественный фуршет в честь открытия конференции, спортивные соревнования и экскурсионная программа.



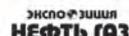
При оплате регистрационного взноса за 30 дней до начала мероприятия предоставляется скидка 5%.

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ОРГАНИЗАТОР КОНФЕРЕНЦИИ



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



(861) 212-85-85

info@oilgasconference.ru

www.oilgasconference.ru

«РАРИТЭК» СТРОИТ ГАЗОМОТОРНОЕ БУДУЩЕЕ

С 2008 г., когда по заказу завода «КамАЗ» компания «РариТЭК» сделала первый седельный тягач на сжатом метане, прошло уже более 10 лет. За это время АО «РариТЭК-Холдинг» разработало 132 модели газотопливной автотехники, изготовило свыше 5000 ед. газомоторного транспорта, обучило более 5000 специалистов. К участию в IX Петербургском международном газовом форуме холдинг из Татарстана подошел с новыми проектами и достижениями.

Со своим первым серийным газомоторным «КамАЗом» Группа компаний «РариТЭК» приняла участие в первом в истории автопробеге «Голубой коридор» в 2008 г. на маршруте Санкт-Петербург – Великий Новгород – Тверь – Москва. С тех пор ГК «РариТЭК» участвует в каждом таком пробеге со своими новыми разработками. В прошлом году газомоторные машины холдинга пересекли Евразию. В этом году дистанцию от Черного до Балтийского морей прошли КАМАЗ–65116 с полуприцепом-зерновозом, первый в стране городской автобус LOTOS 105, работающий на сжиженном природном газе (СПГ), и фургон Hyundai HD 78. В городах на пути маршрута были организованы конференции по развитию рынка газомоторного топлива, в которых приняли участие представители региональных администраций, российских и зарубежных автопроизводителей, сервисных компаний и все заинтересованные лица. На каждом из таких мероприятий руководитель проекта «ЛОТОС» Д.А. Денисов знакомил аудиторию с комплексным подходом ГК «РариТЭК» к решению задач газомоторной отрасли, подразумевающим не только переоборудование на метан автомобильной техники и выпуск газовых автобусов, но и обучение персонала, сервисное обслуживание, поставку оригинальных запасных частей и создание заправочной инфраструктуры.

Автопробег «Голубой коридор – газ в моторы 2019» финишировал 3 октября на площадке IX Петербургского международного газового форума (ПМГФ–2019), где ГК «РариТЭК» приняла уча-



ЕЩЕ ОДНОЙ ЗАПОМИНАЮЩЕЙСЯ НОВИНКОЙ «РАРИТЭКА» СТАЛ ГАЗОВЫЙ ДВИГАТЕЛЬ RGK.EC С СИСТЕМОЙ ПИТАНИЯ ECONTROLS, СЕРТИФИЦИРОВАННЫЙ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА КОМПРИМИРОВАННОМ И СЖИЖЕННОМ ПРИРОДНОМ ГАЗЕ.



стие в экспозиции «Газомоторное топливо». С новыми разработками на стенде холдинга ознакомились заместитель Министра промышленности и торговли РФ А.Н. Морозов, Председатель Совета директоров ПАО «Газпром» В.А. Зубков, заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркелов.

В рамках ПМГФ–2019 ГК «РариТЭК» был представлен первый в России криогенный передвижной автомобильный газоприцеп, сделанный в Татарстане. Криогенный передвижной автогазоприцеп, смонтированный на полуприцепе-цистерне, полностью автоматизирован и способен заправить перевозимым объемом (16 м³ СПГ или свыше 8520 м³ регазифициро-

ванного метана) до 50 грузовых машин и автобусов. Помимо этого, на стенде холдинга были продемонстрированы турбодетандер, используемый для малотоннажного производства СПГ на газораспределительных станциях, и комплекс технического освидетельствования газовых баллонов. Еще одной запоминающейся новинкой «РариТЭКа» стал газовый двигатель RGK.EC с системой питания Econtrols, сертифицированный для эксплуатации на сжиженном природном газе. На базе этого автомобильного двигателя холдингом разработано семейство газотопливных моторов для тракторов и другой сельхозтехники, разрабатываются



ГК «РАРИТЭК» В РАМКАХ ПМГФ-2019 ЗАКЛЮЧИЛА РЯД СТРАТЕГИЧЕСКИХ СОГЛАШЕНИЙ В СФЕРЕ ФОРМИРОВАНИЯ ИНФРАСТРУКТУРЫ ГАЗОМОТОРНОГО РЫНКА.

стационарные и передвижные силовые приводы генераторов, насосов и компрессоров. Данной разработке был, в частности, посвящен доклад генерального директора ГК «РаритЭК» Р.Р. Батыршина «СПГ как перспектива развития газомоторного рынка России» на отраслевом совещании руководителей и специалистов структурных подразделений администрации,

дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром» по вопросам эксплуатации объектов газомоторной инфраструктуры, газомоторного транспорта и автотранспортного обеспечения производственной деятельности Группы «Газпром», прошедшем 1–2 октября в Санкт-Петербурге.

Располагающая крупнейшим на сегодняшний день в России центром обслуживания и ремонта газомоторной техники, технологиями удаленной диагностики и мобильными сервисными бригадами, серией патентов на инновационные технологические разработки, ГК «РаритЭК» в рамках ПМГФ-2019 заключила ряд стратегических соглашений в сфере формирования инфраструктуры газомоторного рынка. В их число вошло соглашение с ООО «Газпром газомоторное топливо» о сотрудничестве по созданию условий для прироста количества транспорта, использующего компримированный природный газ в качестве моторного топлива; соглашение с ООО «Газпром СПГ

технологии» в области использования СПГ в качестве моторного топлива; соглашение с ООО «Оператор городской транспортной сети», направленное на создание условий по комплексному развитию рынка газомоторного топлива в Омской обл. Как отметил фактический автор автопробега «Голубой коридор», широко известный энтузиаст развития национального рынка ГМТ д-р Е.Н. Пронин, «со стороны Татарстана, «Газпрома», «КамАЗа» и компании «РаритЭК» приложено очень много усилий для развития газомоторного направления. И многого удалось достичь. Сегодня природный газ – реально рабочее топливо». ■



ГК «РаритЭК»
Тел.: 8 (800) 333-25-52
Факс: +7 (8552) 77-89-56
E-mail: info@raritek.ru
www.raritek.ru

на правах рекламы

Больше на сайте neftegas.info



Подписывайтесь на нас в



ВЫБОР ТОЛЩИНЫ КОРПУСА ПОДВОДНОГО НЕФТЕГАЗОВОГО СООРУЖЕНИЯ

УДК 551.462.32+204.1+662-1/-9

В.Б. Хазеев, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, РФ), hazvad@mail.ru

Ч.С. Гусейнов, д.т.н., проф., ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», guseinov2@yandex.ru

По мере выработки традиционных месторождений нефти и газа на суше все большую актуальность приобретает добыча полезных ископаемых на шельфе Арктики. В настоящее время строительство и испытание поисковых скважин с использованием буровых судов или полупогружных плавучих буровых установок в арктических водах чрезвычайно рискованны и не всегда экономически оправданы. Через несколько десятков лет в результате ухудшения климатических условий существенно возрастут энергетические затраты на удержание надводных площадей промышленных стационарных и плавучих нефтегазовых сооружений в фиксированном положении. В этой связи актуальной становится задача поиска альтернативных способов освоения месторождений на шельфе.

В статье представлена разработанная конструкция подводной буровой установки. Приведены результаты расчета прочности конструкции, изготовленной из сталей разных марок, в зависимости от толщины корпуса и глубины погружения. Результаты работы позволяют дать оптимистичный прогноз на перспективу практического применения подводных нефтегазовых сооружений в районах с неблагоприятными климатическими условиями.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ШЕЛЬФ, АРКТИКА, КЛИМАТ, НЕФТЬ, ГАЗ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПОДВОДНОЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ СООРУЖЕНИЕ, КОНСТРУКЦИЯ, ГЛУБИНА ПОГРУЖЕНИЯ.

По мере выработки традиционных месторождений нефти и газа на суше все большую актуальность приобретает добыча полезных ископаемых на шельфе Арктики. В последние годы проведено большое количество исследований климатических особенностей Арктического региона и выявлены многолетние тенденции изменения условий окружающей среды. В частности, на основании анализа данных по метеонаблюдениям в нескольких регионах Северного Ледовитого океана в работе [1] сделан вывод об устойчивой временной тенденции роста скорости ветра и высоты волн, обусловленной увеличением свободной ото льда площади поверхности воды. Авторы [2] прогнозируют повышение энергии ветрового воздействия

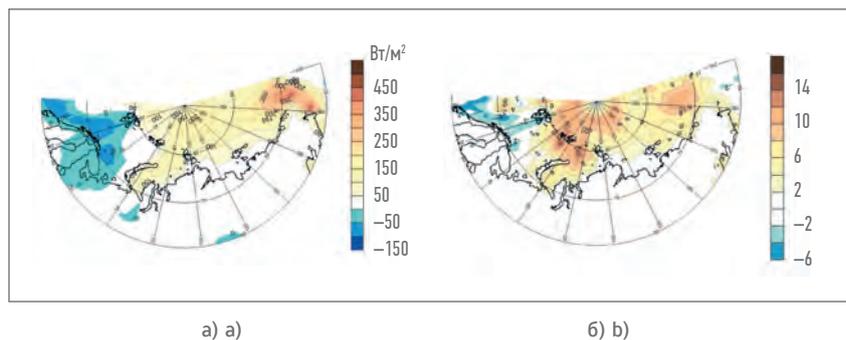


Рис. 1. Прогноз изменения погодных условий в Арктическом регионе на период 2081–2100 гг. [2]: а) изменение удельной мощности ветрового потока; б) изменение числа дней в году со скоростью ветра, превышающей 10 м/с
Fig. 1. Forecast for changing weather patterns in Arctic region for the period of 2081–2100 [2]: a) change in specific wind power; b) change in number of days per year with wind speed over 10 m/s

к 2081–2100 гг. на 100–200 Вт/м² и рост повторяемости количества дней в году с усилением скорости ветра до 10–15 м/с (рис. 1). В результате существенно воз-

растут энергетические затраты на удержание надводных площадей промышленных нефтегазовых сооружений (как стационарных, так и плавучих, включая полупогруж-

V.B. Hazeyev, National University of Oil and Gas «Gubkin University» (Moscow, the Russian Federation),
hasvad@mail.ru

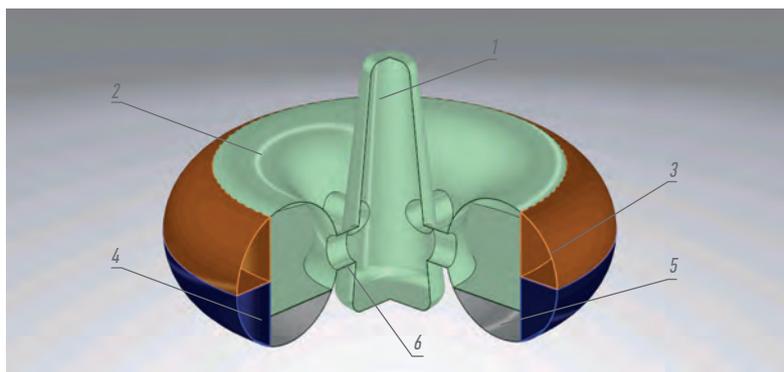
Ch.S. Guseinov, D.Eng.Sc., Professor, National University of Oil and Gas «Gubkin University»,
guseinov2@yandex.ru

Selecting the thickness of underwater oil and gas facility shell

As the conventional onshore oil and gas fields become mature, mining at the Arctic shelf is acquiring an increasing importance. At present, building and testing prospecting wells using shipshape drilling rigs or semi-submersible floating drilling units in Arctic waters are extremely risky and not always economically viable. Over the coming decades, energy consumption for keeping surface areas of industrial stationary oil and gas facilities and floating ones fixed will significantly increase as a result of the deterioration of climate conditions. In this respect, finding alternative ways for offshore field development becomes an immediate task.

The article presents a developed design of underwater drilling rig. Strength calculation results are provided for structure made of various steel grades, depending on shell thickness and immersion depth. The results yield an optimistic forecast for the prospect of practical use of underwater oil and gas facilities in the areas with adverse climate conditions.

KEYWORDS: SHELF, ARCTIC, CLIMATE, OIL, GAS, FIELD, UNDERWATER OIL AND GAS FACILITY, DESIGN, IMMERSION DEPTH.



- 1 – Устьевой модуль для размещения бурового комплекса и фонтанной арматуры
Wellbay module for drilling facilities and Christmas-tree
- 2 – Основной тороидальный корпус судна, в котором расположены все технологические и вспомогательные модули
Main (toroidal) hull of the vessel with all the production and auxiliary modules
- 3 – Секционированный отсек для балласта, приготовления и хранения бурового раствора
Sectioned hull shed for ballast and drilling mud preparation and storage
- 4 – Секционированный балластный отсек для удержания в горизонтальном положении судна – его дифферентовки с использованием морской воды
Sectioned hull shed for maintaining the vessel in horizontal position: trimming using sea water
- 5 – Балластная секция со стальной дробью для компенсации положительной плавучести с системой продувки
Ballast section with steel shot to compensate the positive buoyancy with purge system
- 6 – Внутренняя переходная галерея между устьевым модулем и основным корпусом
Internal crossover connection between the wellbay module and the main hull

Рис. 2. Подводное нефтегазовое сооружение (ПНГС) для бурения и добычи
Fig. 2. Underwater oil and gas facility (UOGF) for drilling and production

ные) в заданном фиксированном положении.

Даже при существующих в настоящее время гидрометеорологических условиях строительство и испытание поисковых скважин

с использованием буровых судов или полупогружных плавучих буровых установок в арктических водах чрезвычайно рискованно. При эксплуатации морских нефтегазовых сооружений (МНГС)

в условиях шельфа арктических морей серьезную опасность представляют уменьшение толщины и площади ледовых полей и дрейф крупных ледовых образований, столкновение с которыми может привести к существенным механическим повреждениям и не менее серьезным экологическим последствиям. В качестве примера можно привести открытое ПАО «НК «Роснефть» достаточно крупное газонефтяное месторождение «Победа», на котором тестовый период был в экстренном порядке сокращен из-за наступления ледовых полей [3].

Другую сторону проблемы составляет вопрос низкой рентабельности освоения месторождений в длительно замерзающих арктических водах при глубине, превышающей 50–70 м, путем строительства стационарных платформ [4], а также традиционного надводного бурения эксплуатационных скважин, которое можно проводить только в период навигации, в результате чего освоение месторождения растягивается на несколько десятков лет.

В связи с вышесказанным поиск альтернативных способов освоения нефтегазовых месторождений на шельфе представляется актуальной задачей.

Таблица 1. Основные параметры тороидального корпуса ПНГС
Table 1. Key parameters of UOGF toroid shell

Радиус, м Radius, m	Длина (окружность), м Circumference, m	Площадь поверхности, м ² Surface area, m ²	Площадь поверхности в поле силы течения, м ² Surface under the ocean current force, area, m ²	Масса, т Weight, tons	Объем, м ³ Volume, m ³
10	125	7887	1971	3099	39 891

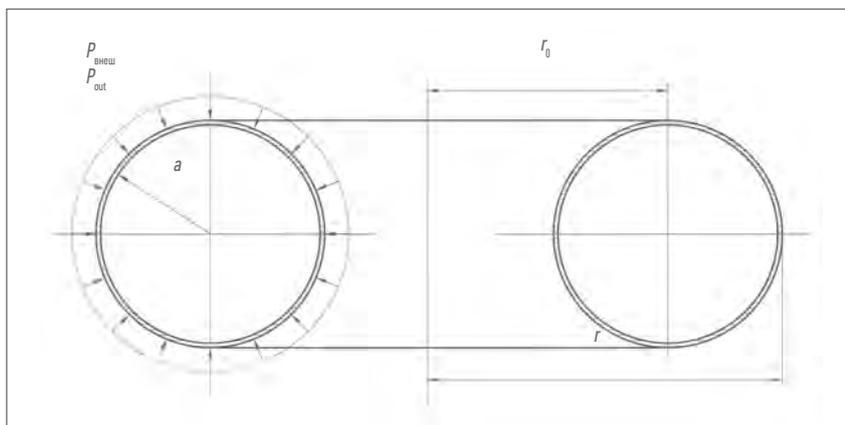


Рис. 3. Схема тороида корпуса ПНГС
Fig. 3. Toroid UOGF shell scheme

ПАРАМЕТРЫ КОНСТРУКЦИИ ПНГС

С учетом устойчивой тенденции к росту ветровой и волновой нагрузки на арктическом шельфе, а также отсутствия экономически оправданных средств удержания МНГС при навале массивных ледовых образований, представляется целесообразным создание подводной буровой платформы [5],

схема которой представлена на рис. 2.

В предыдущей работе [6] основан выбор оптимальной (тороидальной) формы основного корпуса ПНГС. В табл. 1 перечислены его параметры, обеспечивающие возможность размещения необходимого основного и вспомогательного оборудования. Ниже

приведены результаты расчета минимальной толщины стенки конструкции в зависимости от материала и глубины погружения.

Оптимальная толщина стенок корпуса напрямую зависит от формы и материала, из которого он изготовлен. При создании подводных аппаратов чаще всего используют стали трех категорий [7]:

- низкопрочные (предел текучести 360–420 МПа);
- прочные (предел текучести 420–1050 МПа);
- высокопрочные (предел текучести превышает 1050 МПа).

В качестве модели для упрощенного расчета рассмотрим полую не усиленную шпангоутами конструкцию (в реальности напряжения будут несколько меньше рассчитанных за счет шпации).

При погружении ПНГС основные нагрузки возникают от действия гидростатического давления на корпус сооружения. При этом главные напряжения в корпусе

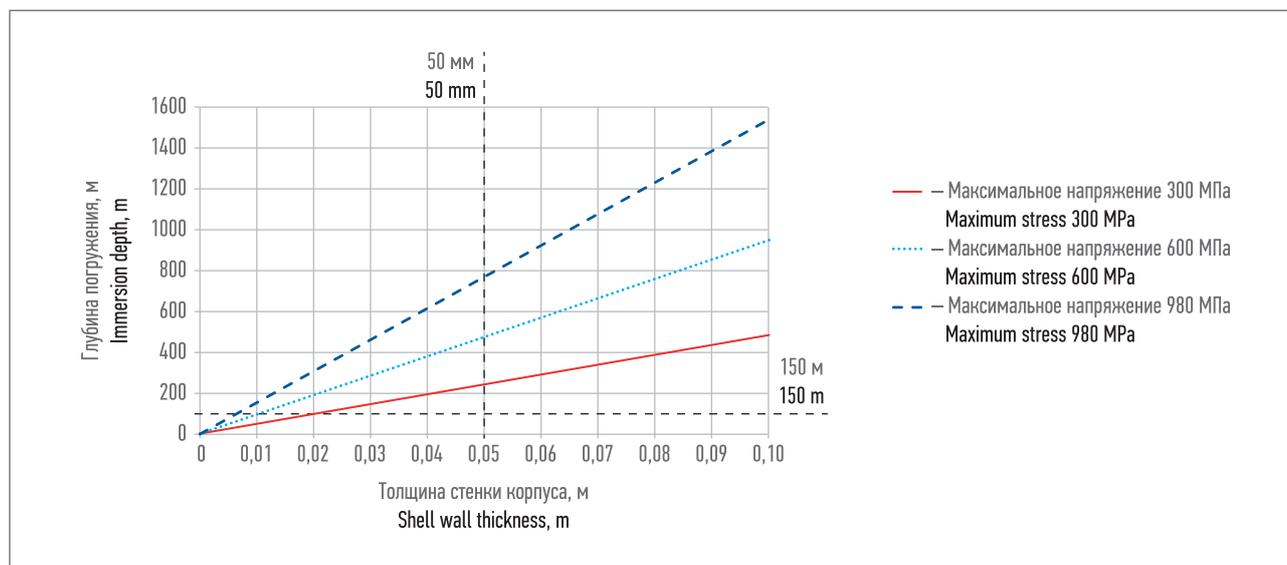


Рис. 4. Зависимость минимальной толщины стенки корпуса ПНГС от глубины погружения
Fig. 4. Dependence of minimum shell wall thickness of UOGF on immersion depth

Таблица 2. Рассчитанная толщина стенки ПНГС
Table 2. Calculated UOGF wall thickness

Предел текучести стали, МПа Yield point of steel, MPa	300	600	980
Предельная рабочая глубина при толщине стенки 50 мм, м Working depth limit given 50 mm wall thickness, m	240	475	770
Необходимая для работы на глубине 150 м толщина стенки, мм Wall thickness needed to work at depth of 150 m, mm	2,90	1,51	0,96

напрямую зависят от рабочей глубины [8, 9] (рис. 3):

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{P_{\text{внеш}}(r + r_0)a}{2r\delta}, \quad (1)$$

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{внеш}}a}{2\delta}, \quad (2)$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения;
 $\sigma_{\text{пр}}$ – продольные напряжения;
 δ – толщина стенки. Нормальные напряжения имеют малую величину, которой можно пренебречь.

Тогда, согласно «четвертой теории прочности», для расчета эквивалентного напряжения ($\sigma_{\text{экр}}$) в случае сложнапряженного состояния тонкостенной оболочки корпуса ПНГС справедливо следующее соотношение [8]:

$$\sigma_{\text{экр}} = \sqrt{\sigma_{\text{кц}}^2 - \sigma_{\text{кц}} \cdot \sigma_{\text{пр}} + \sigma_{\text{пр}}^2} \leq [\sigma]. \quad (3)$$

В результате расчетов (рис. 4, табл. 2) показано, что корпус ПНГС, изготовленный из низкопрочных

и прочных судовых сталей толщиной 50 мм, сохраняет работоспособность на более чем 80 % глубин российской части шельфа арктических морей. Поскольку зона воздействия массивных ледовых образований располагается выше глубины 100–150 м [10], результаты работы позволяют дать оптимистичный прогноз на перспективу практического применения ПНГС в районах с неблагоприятными климатическими условиями. ■

ЛИТЕРАТУРА

- Waseda T., Webb A. Corrected Increase of High Ocean Waves and Winds in the Ice-Free waters of the Arctic Ocean [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.nature.com/articles/s41598-018-22500-9> (дата обращения: 27.09.2019).
- Суркова Г.В. Климатические условия Российской Арктики. Меняющийся климат и социально-экономический потенциал Российской Арктики. Т. 1. М.: Лига-вент, 2015. С. 7–20.
- Никитин Б.А., Дзюбло А.Д. Перспективы освоения газовых ресурсов шельфа арктических морей России // Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. 2017. № 4 (32). С. 15–24.
- Гусейнов Ч.С., Надеин В.А. Арктика. О технике и технологиях будущего – сегодня. Зонирование длительно замерзающих арктических акваторий по глубинам с целью освоения открываемых нефтегазовых месторождений существующими и новыми предлагаемыми техническими средствами и технологиями // Бурение и нефть. 2017. № 4. С. 10–17.
- Патент № 2517285. Подводное сооружение для бурения нефтегазовых скважин и добычи углеводородов и способы его транспортировки, монтажа и эксплуатации / Г.В. Громова, Ч.С. Гусейнов, В.К. Иванец и др. Заявл. 03.12.2012, опубл. 27.05.2014 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://allpatents.ru/patent/2517285.html> (дата обращения: 27.09.2019).
- Хазеев В.Б., Гусейнов Ч.С. Оценка внешних воздействий на погружные и подводные морские нефтегазовые сооружения в условиях Арктического шельфа // Бурение и нефть. 2018. № 3. С. 24–27.
- Авдонин А.С. Прикладные методы расчета оболочек и тонкостенных конструкций. М.: Машиностроение, 1969. 402 с.
- Дмитриев А.Н. Проектирование подводных аппаратов. Ленинград: Судостроение, 1978. 235 с.
- Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения. Часть 1. Конструирование. М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. 555 с.
- Бузин И.В. Айсберги и ледники Баренцева моря: исследование последних лет. Часть 1. Основные продуцирующие ледники, распространение и морфометрические особенности айсбергов // Проблемы Арктики и Антарктики. 2008. № 1 (78). С. 66–80.

REFERENCES

- Waseda T., Webb A. Corrected increase of high ocean waves and winds in the ice-free waters of the Arctic Ocean. Available from: <https://www.nature.com/articles/s41598-018-22500-9> [Accessed: 27th September 2019].
- Surkova GV. *Climate Conditions of the Russian Arctic. Changing Climate and Social and Economic Potential of the Russian Arctic*. Vol. 1. Moscow: Liga-vent; 2015. (In Russian)
- Nikitin BA, Dzyublo AD. Prospects for development of Russian Arctic offshore gas resources. *Scientific-Technical Collection book 'News of Gas Science'. Modern Approach and Promising Technologies within the Projects for Development of Oil-and-Gas Fields at Russian Continental Shelf = Vesti gazovoy nauki. Sovremennyye podhody i perspektivnyye tekhnologii v proektah osvoeniya neftegazovykh mestorozhdeniy rossijskogo shel'fa*. 2017; 32(4): 15–24. (In Russian)
- Guseinov ChS, Nadein VA. Arctic. On the technic and technology of the future – today. Zoning long-freezing Arctic waters to the depths with the goal of development of open oil and gas fields existing and the proposed new technical means and technologies. *Drilling and Oil = Burenie i neft'*. 2017; (4): 10–17. (In Russian)
- Gromova GV, Guseinov ChS, Ivanets VK, et al. *Underwater installation for drilling oil and gas wells and production of hydrocarbons and the means of transportation, installation and operation*. RU 2517285 (Patent) 2014. Available from: <http://allpatents.ru/patent/2517285.html> [Accessed: 27th September 2019]. (In Russian)
- Hazeyev VB, Guseinov ChS. Estimation of environmental loads on underwater and floating platforms in Arctic shelf conditions. *Drilling and Oil = Burenie i neft'*. 2018; (3): 24–27. (In Russian)
- Avdonin AS. *Applied Calculation Methods for Shells and Thin-Walled Structures*. Moscow: Mashinostroyeniye; 1969. (In Russian)
- Dmitriev AN. *Designing of Underwater Vehicles*. Leningrad: Sudostroyeniye; 1978. (In Russian)
- Borodavkin PP. *Offshore Oil and Gas Facilities. Part 1. Design*. Moscow: Nedra-Biznestsentr; 2006. (In Russian)
- Buzin IV. Icebergs and glaciers of the Barents Sea. Results of the most recent research. Part 1. Main producing glaciers, their propagation and morphometric properties. *Arctic and Antarctic Research = Problemy Arktiki i Antarktiki*. 2008; 78(1): 66–80. (In Russian)

ПРИМЕНЕНИЕ МНОГОВАРИАНТНЫХ РАСЧЕТОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ДОБЫЧИ ГАЗА В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ

УДК 622.279.04+519.673

Д.С. Перевалов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
(Тюмень, РФ), dsperevalov@tnnc.rosneft.ru

К.А. Кононенко, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
kakononenko@tnnc.rosneft.ru

А.А. Шахов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
aashakhov@tnnc.rosneft.ru

Д.А. Вирский, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
DAVirskiy@tnnc.rosneft.ru

Д.О. Скворцов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
doskvortsov@tnnc.rosneft.ru

О.А. Лознюк, ПАО «НК «Роснефть» (Москва, РФ), o_loznyuk@rosneft.ru

Статья продолжает серию научных публикаций ПАО «НК «Роснефть», посвященных многовариантному риск-анализу добычи газа на шельфовом газоконденсатном месторождении. В работе представлена методика прогнозирования рисков прорыва воды к добывающим газовым скважинам. С использованием данной методики проведена оценка возможности эксплуатации существующей системы поверхностного обустройства при различной динамике добычи газа и воды с учетом неопределенности исходных геологических и промысловых данных. Предложенный подход позволил значительно сократить количество и длительность многовариантных расчетов. Метод применим как на этапе формирования инфраструктуры новых месторождений при определении мощности объектов подготовки по жидкости, так и на более поздних этапах разработки для технико-экономического обоснования необходимости дополнительных мероприятий.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ ШЕЛЬФОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, МНОГОВАРИАНТНЫЕ РАСЧЕТЫ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ ДАННЫХ, РИСК ПРОРЫВА ВОДЫ.

ОБЪЕКТ ИЗУЧЕНИЯ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Разрабатываемая газоконденсатная залежь расположена на шельфе и приурочена к карбонатному пласту толщиной 500 м. Площадь залежи составляет 50 км², ее средняя пористость – 36 %, газонасыщенная толщина – 46 м, проницаемость – 0,751 мкм², начальное пластовое давление – 18,9 МПа, пластовая температура – 95 °С. Разработка месторождения ведется 17 лет пятью скважинами, текущая добыча газа равна 3,8 млрд м³ в год, водогазовый фактор (ВГФ) составляет 98,6·10⁻³ кг/м³. Газовая

залежь подстилается подошвенной водой. На месторождении во всех скважинах ведутся постоянные групповые замеры дебита газа, устьевых давлений, в контрольных скважинах – замер забойных давлений.

В 2014 г. ПАО «НК «Роснефть» поставила специалистам ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ООО «ТННЦ») задачу спрогнозировать вероятную дату прорыва воды в скважины, добывающие безводный жирный газ с низким содержанием конденсата. Тогда решить эту задачу не удалось: рассчитанный диапа-

зон охватывал временной период с конца 2015 г. до середины 2020 г. Однако полученные результаты позволили оценить максимально возможный суточный дебит воды месторождения в целом, на основании чего выработаны рекомендации по проектированию системы подготовки жидкости повышенной мощности [1].

Добыча газа на двух из пяти скважин была остановлена в 2017 г. из-за резкого роста ВГФ. После вывода из эксплуатации первой скважины работу по оценке рисков прорыва воды к оставшимся добывающим скважинам возобновили.

D.S. Perevalov, Tyumen Petroleum Research Center LLC (Tyumen, the Russian Federation),
dsperevalov@tnnc.rosneft.ru

K.A. Kononenko, Tyumen Petroleum Research Center LLC, kakononenko@tnnc.rosneft.ru

A.A. Shakhov, Tyumen Petroleum Research Center LLC, aashakhov@tnnc.rosneft.ru

D.A. Virskiy, Tyumen Petroleum Research Center LLC, DAVirskiy@tnnc.rosneft.ru

D.O. Skvortsov, Tyumen Petroleum Research Center LLC, doskvortsov@tnnc.rosneft.ru

O.A. Loznyuk, Rosneft Oil Company PJSC (Moscow, the Russian Federation), o_loznyuk@rosneft.ru

Using multivariant calculations to estimate gas production under the uncertainty of field and geological information

The article continues the series of Rosneft Oil Company PJSC scientific publications dedicated to multivariant risk analysis of gas production at an offshore gas condensate field. The study presents a methodology for forecasting the risk of water breakthrough at the wrong place. This methodology is used to assess the operation possibility of the existing surface system under various dynamics of gas and water production given the uncertainty of the initial geological and field data. The proposed approach has significantly reduced both amount and time needed for multivariant calculations. The method is applicable during the stage of building new field infrastructures when determining the liquid treatment capacities of the facilities, as well as for feasibility studies on additional activities at the later stages of development.

KEYWORDS: OFFSHORE GAS CONDENSATE FIELD, MULTIVARIANT CALCULATIONS, FLOW SIMULATION, DATA UNCERTAINTY, WATER BREAKTHROUGH RISK.

Представленные в настоящей статье результаты проведенных в 2017 г. расчетов продолжают цикл вышеописанных исследований. Были поставлены следующие задачи:

- определить наиболее вероятную дату прорыва воды в работающие добывающие скважины;
- оценить необходимость дополнительной реконструкции средств утилизации воды (исходя из максимального суточного дебита воды);
- выявить наиболее вероятные критические условия эксплуатации системы поверхностного обустройства.

Эти задачи нужно решить для соблюдения условий договора о поставке газа потребителю – как при наиболее оптимистичной, так и при наиболее пессимистичной динамике добычи пластового газа, конденсата и воды на позднем этапе разработки месторождения (с учетом ограничений морских трубопроводов и поверхностной системы сбора). Требовалось определить на гидродинамической модели (ГДМ) шесть максимально и минимально возможных вариантов профилей добычи газа и воды, позволяющих недропользователю рассчитать оптимальный режим

работы системы поверхностного обустройства на интегрированной модели. Результат расчета позволит:

- предотвратить образование жидкостных, газогидратных и конденсатных пробок при снижении скорости потока газа и росте ВГФ;
- оценить необходимость изменения мощности компрессора при максимально и минимально возможных дебитах газа и воды;
- рассчитать минимально и максимально возможный чистый дисконтированный доход от продажи добытого газа.

МЕТОДИКА РАСЧЕТОВ

Гидродинамическая модель была адаптирована к показателям разработки по состоянию на октябрь 2017 г. Она послужила первым приближением (базовой моделью) для многовариантных расчетов.

Задача осложнялась тем, что точность показаний датчиков забойного и устьевого давления снизилась после длительного периода разработки месторождения и частичного износа оборудования. При этом прогноз рисков прорыва воды к скважинам должен оставаться достаточно точным для понимания возможных сроков их вывода

из эксплуатации, формирования и обоснования бизнес-плана с учетом вероятных резких изменений в показателях разработки с ростом ВГФ. В такой ситуации прогноз на базовой модели представляет собой один из множества сценариев дальнейшей динамики добычи газа и воды.

Многовариантные расчеты выполнены с помощью программного продукта MEPO (Multifunctional Environment for Production Optimization) компании «Шлюмберже». В результате отобрано несколько моделей, одинаково хорошо отвечающих фактическим показателям разработки, и проведена оценка времени выбытия из эксплуатации работающих добывающих скважин.

В ООО «ТННЦ» многовариантные расчеты применяли ранее и для других месторождений: в целях повышения добычи конденсата при неизменном уровне добычи газа [2], расчета адекватной длины горизонтальных скважин [3] и выбора оптимальных уровней добычи газа для группы месторождений, имеющих общую газосборную сеть. Сторонние компании также используют многовариантные расчеты как инструмент выявления пер-

Таблица 1. Матрица неопределенностей параметров
Table 1. Parameter uncertainty matrix

Параметр Parameter	Способ моделирования Simulation technique	Диапазон изменения значений параметра Parameter range		
		min	Базовый Basic	max
Пористость Porosity	Множитель пористости Porosity factor	0,957	1	1,17
Горизонтальная проницаемость аквифера (водоносного горизонта) Horizontal permeability of the aquifer (aquiferous stratum)	Изменение проницаемости слоя, $\times 10^{15} \text{ м}^2$ Change in permeability, $\times 10^{15} \text{ м}^2$	44	100	163
Множитель вертикальной проницаемости аквифера Vertical permeability factor of the aquifer	Изменение множителя анизотропии проницаемости Change in permeability anisotropy factor	0,36	1	1
Поровый объем аквифера Void volume of the aquifer	Множитель порового объема в водонасыщенных слоях Void volume factor in water-saturated layers	8,2	9,5	29,2
Таблица множителей порового объема породы при изменении давления (в газонасыщенной части и аквифере) Rock void volume factors given pressure variation (in the gas-saturated part and the aquifer)	Зависимости множителей порового объема породы от пластового давления Dependence of rock void volume factor on formation pressure	$y_{gas} = f(x)$ $y_{wat} = f(x)$	$k_{gas} = f(x)$ $k_{wat} = f(x)$	$z_{gas} = f(x)$ $z_{wat} = f(x)$
	Переменная для вариации формы графика сжимаемости породы от пластового давления Variable for dependence of formation compressibility graph shape on formation pressure	X_{min} X_{min}	X_1 X_1	X_{max} X_{max}
Песчанность Net-to-gros	Множитель куба песчанности Cubed net-to-gross factor	0,985	1	1,025
Множитель вертикальной проводимости аквифера Vertical conductivity factor of the aquifer	Изменение множителя в районе первой обводнившейся скважины Change in factor in the first flooded well area	0,06	1	1
Потери давления в НКТ скважин Pressure loss in well tbg	Множитель потерь давления Pressure loss factor	0,95	1	1,05
Относительная фазовая проницаемость (ОФП) газа при максимальной газонасыщенности Relative permeability to gas at the maximum gas-saturation		0,71	0,8	0,84
ОФП воды при максимальной водонасыщенности Relative permeability to water at the maximum water-saturation		0,26	0,26	0,421
Критическая газонасыщенность (SOGCR) Critical oil-in-gas saturation (SOGCR)		0,155	0,29	0,294
Критическая насыщенность конденсата в присутствии воды (SOWCR) Critical oil-in-water saturation (SOWCR)		0,157	0,21	0,293
Связанная водонасыщенность (поправка начальной водонасыщенности) (SWL) Connate water saturation (SWL)		0,01	0,1	0,2
Множитель порового объема в переходной зоне Void volume factor in transition interval		0,954	0,98	1
Использование опции перетоков из несоседних соединений в симуляторе Eclipse Using the option of cross-flows from non-neighboring connections (NNC) in Eclipse simulator	Подключение файлов с опцией перетока из несоседних соединений или без нее Connecting files with or without an option of cross-flow from NNC	1	2	3
	Максимальная толщина, при которой ячейка считается проводящей, м Maximum thickness, at which a cell is considered conducting, m	1,2	3	3

Параметр Parameter	Способ моделирования Simulation technique	Диапазон изменения значений параметра Parameter range		
		min	Базовый Basic	max
Начальное пластовое давление, бар Initial formation pressure, bar	Изменение пластового давления при инициализации ГДМ Change in formation pressure when initializing flood simulation	191,3	191,88	192,5
<i>D</i> -фактор для учета отклонения движения газа от закона Дарси [7] для пяти добывающих скважин <i>D</i> -factor for considering gas flow deviations from the Darcy's law [7] for five producers		0	0,0001	0,0003
		0	0	0,0003
		0,00002	0,0001	0,00021
		0,00005		0,00029
		0,00005		0,0003
Множитель коэффициента продуктивности добывающих скважин Factor for productivity index of producers	Коэффициент продуктивности изменяется в начальную дату расчета ГДМ Productivity index changes at the starting date of flow simulation calculation	0,5	0,943	2
		0,65	0,872	2
		0,603	0,638	1,793
		0,757	0,917	2
		0,915	0,915	1,88

спективных участков для бурения скважин [4] и прогноза добычи углеводородов на месторождениях со значительной геологической неоднородностью и естественной трещиноватостью [5].

МНОГОВАРИАНТНАЯ АДАПТАЦИЯ МОДЕЛИ К ИСТОРИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Оценка рисков с применением многовариантных расчетов представляет собой циклический итерационный процесс и включает:

- формирование матрицы неопределенностей и обоснование диапазона изменения параметров;
- оценку влияния параметров в диапазоне их неопределенности на целевую функцию по методу «One Value At the Time» (OVAT), сущность которого сводится к расчету с изменением только одного параметра до его максимального или минимального значения для сравнения с базовой моделью;
- подготовку и расчет вариантов по методу «латинского гиперкуба» [6];
- уточнение диапазонов неопределенности и их влияния по результатам оценки качества настройки на историю.

В программе MEPO было задано несколько известных целевых параметров, по которым проведена настройка моделей:

- накопленная добыча газа по месторождению;
- забойное давление в наблюдаемых скважинах (задали все точки замеров по всем скважинам с усреднением по месяцу);
- кривые восстановления давления добывающих скважин (задали значения последней точки на кривых, давления при отработке скважин и дебиты газа перед остановкой скважины);
- общее количество воды в продукции скважин и момент прорыва воды.

Далее была рассчитана сумма среднеквадратичных отклонений моделируемых целевых параметров от их фактических значений.

Для адаптации модели к историческим данным была сформирована матрица неопределенности исходных геологических и промысловых параметров с диапазонами их возможного изменения. Проницаемость в ГДМ определили как функцию пористости. С учетом неоднородности литолого-фациальных условий применяли различные зависимости для отдельных

регионов модели. Проницаемость, в свою очередь, влияла на распределение начальной водонасыщенности, рассчитанной по *J*-функции Леверетта [7]. Начальные диапазоны неопределенности геологических параметров установили по статистическим распределениям данных геоинформационной системы, керна и геологической модели.

На первой итерации расчетов ввели 44 варьируемых параметра, которые использовали для адаптации модели к историческим данным. После первоначальной оценки влияния параметров на целевую функцию методом OVAT отобрали 30 наиболее важных параметров (табл. 1, рис. 1, 2).

В дальнейшем диапазоны их изменения уточнили, опираясь на качество настройки ГДМ на фактическую историю: добычу газа, воды, замеры давления. Каждый раз после изменения диапазонов неопределенности параметров проводили переоценку степени их влияния (в том числе ранее исключенных из многовариантного анализа).

На второй итерации количество варьируемых параметров сократили с 30 до 17. При запуске

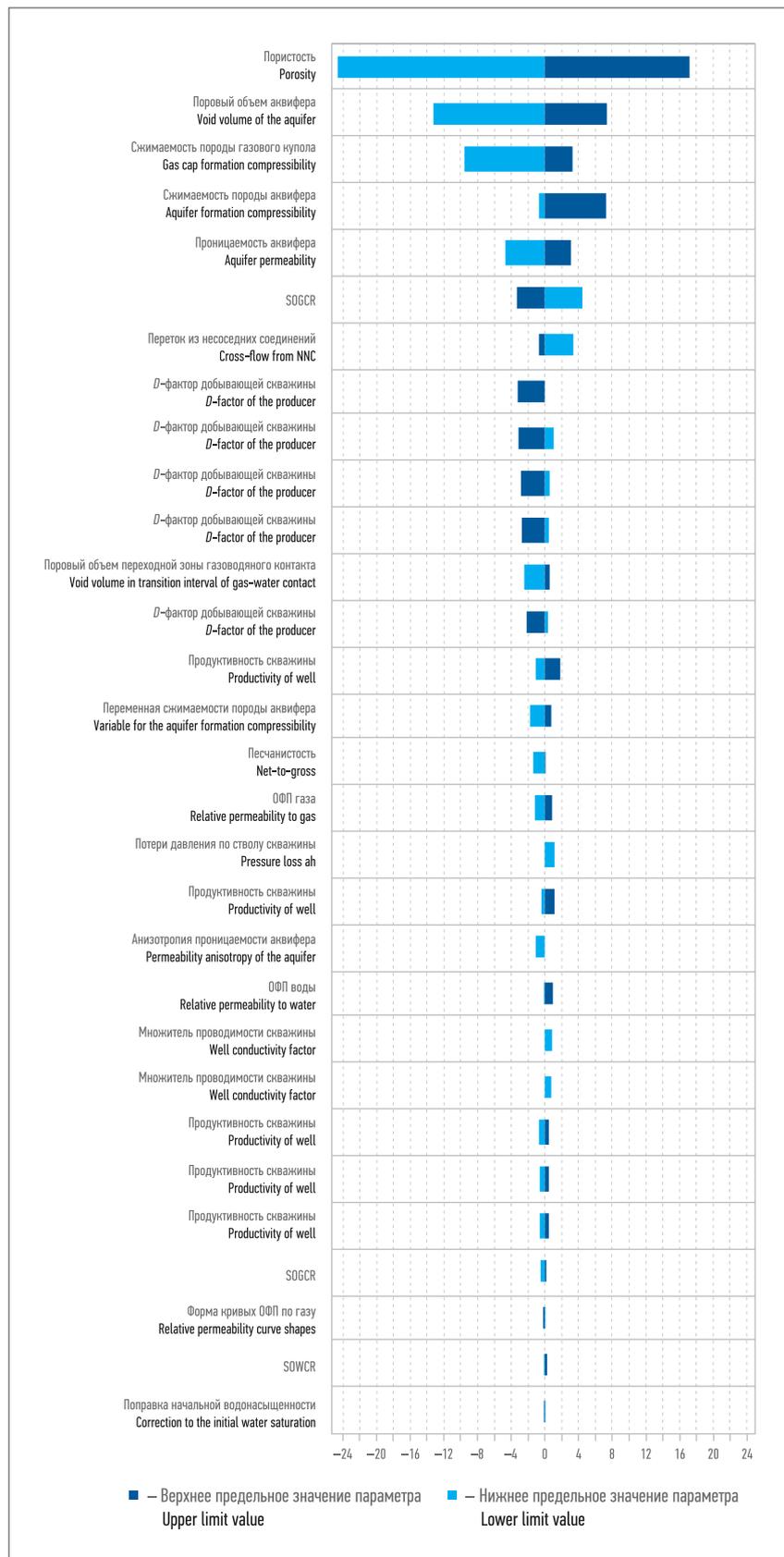


Рис. 1. График «торнадо» для оценки влияния параметров неопределенности на целевую функцию
Fig. 1. Tornado chart to evaluate the impact of uncertainty parameters on target function

300 расчетов отметили, что настройка на показатели замеренной динамики добычи воды (момент прорыва воды) не воспроизводится должным образом в большинстве полученных моделей. Необходимое число расчетов (не менее 15 на один параметр неопределенности) выбрали, исходя из рекомендаций, основанных на принципах математической статистики, для уверенного охвата большого диапазона изменений параметров [8].

В результате 23 вариации модели оказались адекватными в отношении динамики накопленной добычи газа. В целях повышения достоверности расчетов диапазоны неопределенности сузили с учетом использовавшихся в вариациях исходных данных.

На третьей итерации количество варьируемых параметров вновь сократили, а основное внимание уделили параметрам, оказывающим наибольшее влияние на динамику добычи воды. В качестве целевой функции задали нулевые значения добычи воды в год, предшествующий фактической дате начала ее прорыва.

Наибольшее влияние на показатели добычи газа и воды оказала зависимость множителя порового объема горной породы от текущего пластового давления, заданная в модели в виде таблиц. Преобразование этой зависимости в нелинейные функции (рис. 3) позволило охватить значительно больший диапазон изменения, чем при ручной адаптации модели за аналогичное время, и получить большее количество моделей, корректно воспроизводящих динамику добычи воды и газа.

На четвертой итерации многовариантных расчетов (после уточнения диапазонов изменения параметров) в симуляторе задали функцию автоматической проверки наличия ненулевой добычи воды после предполагаемой даты ее прорыва в первую добывающую скважину. Модель, согласно которой первый рассчитанный прорыв воды случался статистически зна-

чимо раньше или позже указанной даты, считали неадекватной, и программа автоматически переходила к расчетам по следующей модели. Тот же алгоритм включался и при значительном превышении рассчитанного уровня добычи газа относительно фактически замеренной в контрольную дату величины.

Всего за четыре итерации провели 720 многовариантных расчетов. По их результатам отобрали 20 моделей, в которых выполнялось условие воспроизведения фактической динамики прорыва воды при удовлетворительном воспроизведении динамики добычи газа. Величина целевой функции (суммы среднеквадратичных отклонений моделей от фактических замеров) для них также была наименьшей.

ВЫБОР НАИБОЛЕЕ ВЕРОЯТНОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ДОБЫЧИ ГАЗА

Рассчитанные с использованием наиболее адекватных 20 моделей гистограммы распределения важных параметров представлены на рис. 4. На них обозначены самые вероятные среднестатистические значения этих параметров (P50), минимальное (P90) и максимальное (P10) их значения (табл. 2). Допустимые расхождения с фактически замеренными показателями указаны в табл. 3.

При отсутствии расхождения модельных параметров со среднестатистическими величинами параметру присваивали 0,5 балла (как статистически более вероятному значению). Если расхождение модельных параметров с фактическими замерами было меньше допустимого, параметру присваивали один балл. При больших расхождениях параметру не присваивали баллы.

ВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА ИЗВЛЕКАЕМЫХ И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ ГАЗА

Отобранные девять моделей с высоким итоговым баллом качества адаптации (≥ 4) представлены в табл. 4. По их профилям

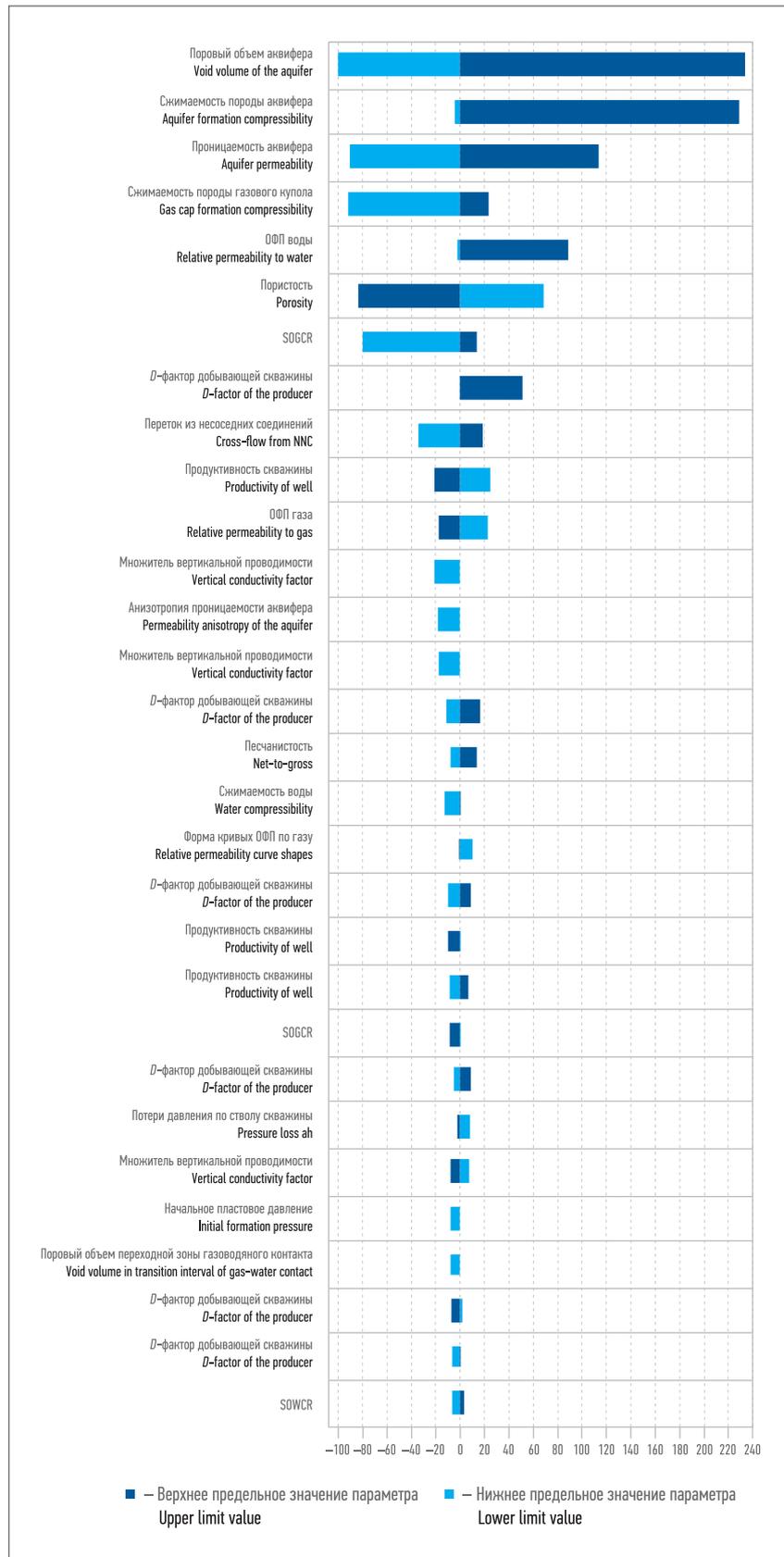


Рис. 2. График «торнадо» для оценки влияния параметров неопределенности на накопленную добычу воды
Fig. 2. Tornado chart to evaluate the impact of uncertainty parameters on cumulative water production

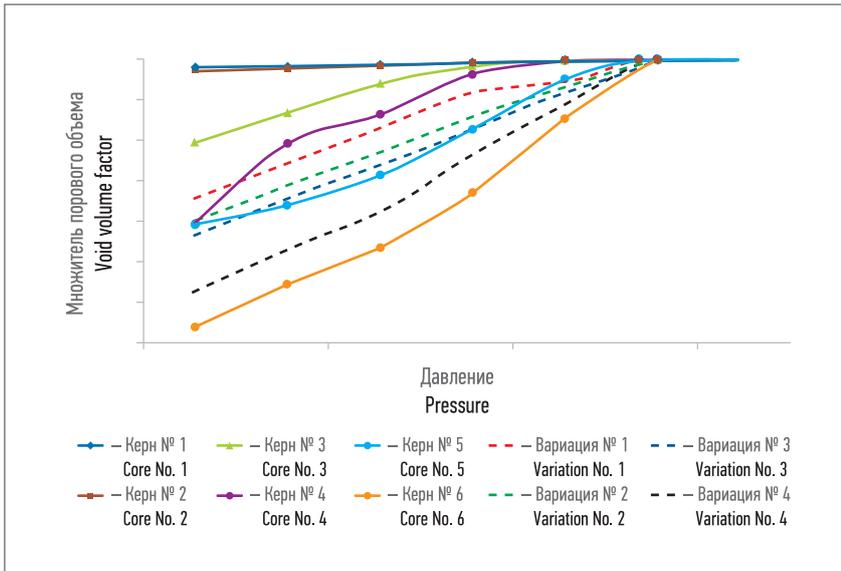


Рис. 3. Иллюстрация процесса автоматического варьирования формы функций порового объема породы в зависимости от давления (численные результаты в закрытом доступе)

Fig. 3. Illustration of the automatic variation of void volume graph shapes depending on pressure (access to numerical results is restricted)

модели P10, P50, P90 выбрали на основе вероятностной оценки с выделением перцентилей 10, 50, 90 %. Перцентили получили

отдельно для добычи газа (рис. 5) и добычи воды (рис. 6). При близких значениях графиков перцентилей выбирали модель с более высо-

ким итоговым баллом качества адаптации.

Несмотря на то, что начальная динамика добычи по перцентилю оказалась близка к модели №16 (с баллом адаптации 4,5), в качестве модели с наименьшей вероятной накопленной добычей как газа, так и воды (P90) для расчетов выбрали модель №12 (с баллом качества адаптации 6). Она рекомендована к применению в интегрированной модели для определения оптимального режима работы поверхностного оборудования с целью предотвращения образования жидкостных, газогидратных и конденсатных пробок при минимальном темпе отбора газа.

Полученный первоначальный вариант адаптации базовой ГДМ имеет наименьшие расхождения с фактическими замерами и соответствует перцентилю P50 по накопленной добыче газа. Эта модель рекомендована в качестве основного варианта для принятия

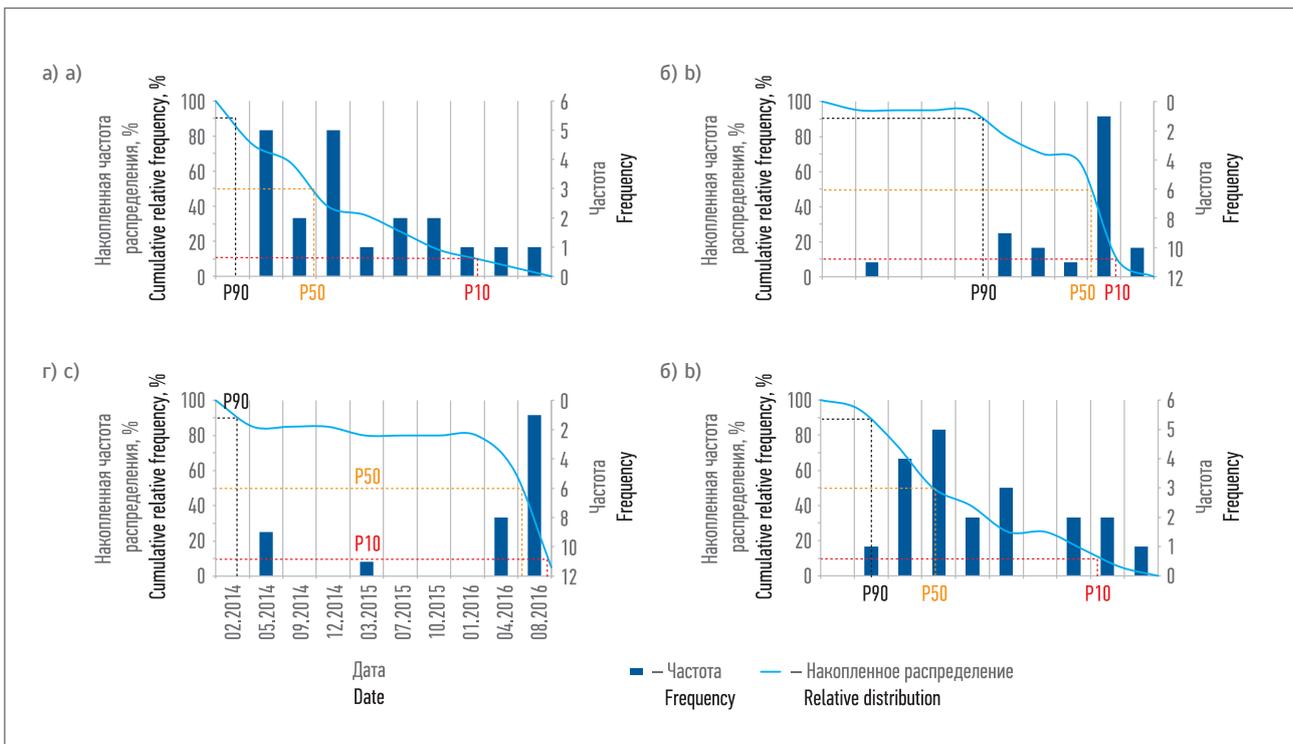


Рис. 4. Статистический анализ многовариантных расчетов (численные результаты в закрытом доступе): а) накопленная добыча газа с начала разработки; б) накопленная добыча газа с октября 2017 г.; в) дата прорыва воды; г) начальные геологические запасы газа

Fig. 4. Statistical analysis of multivariate calculations (access to numerical results is restricted): a) cumulative gas production since the development started; b) cumulative gas production since October 2017; c) date of water breakthrough; d) GIIP

Таблица 2. Допустимое расхождение со среднестатистическими расчетными показателями по гистограммам
Table 2. Allowable discrepancy from historical estimates in histograms

Показатели из гистограммы Histogram indicators	P10	P50	P90	Максимальное расхождение с P50 по гистограмме, % Maximum discrepancy from P50 according to the histogram, %
Геологические запасы газа, млрд м ³ Gas in place, billion m ³	79,3	72,5	65,9	3
Накопленная добыча газа с октября 2017 г., млрд м ³ Cumulative gas production since October 2017, billion m ³	4,2	3,8	0,7	3
Накопленная добыча газа с начала разработки, млрд м ³ Cumulative gas production since the development started, billion m ³	61,2	51,8	51,3	3
Дата прорыва воды Date of water breakthrough	Июнь 2014 г. June 2014	Май 2016 г. May 2016	Июнь 2016 г. June 2016	5

проектных решений, связанных с добычей газа. Однако динамика накопленной добычи воды по ней близка к перцентилю P90 из-за низких темпов роста ВГФ по сравнению с другими вариантами гидродинамических расчетов. Сниженные темпы отбора воды связаны с тем, что штуцеры на скважинах были закрыты при появлении первых признаков пластовой воды с повышенной соленостью и температурой в газе.

Профиль с максимально возможной накопленной добычей воды P10 получен с использованием модели №2. Модель №4 также близка к перцентилю 10 %, но качество ее адаптации ниже. Наибольший возможный дебит воды месторождения в период прогнозирования по модели №2 (956 м³/сут) несколько ниже полученного при расчетах в 2014 г. (1026 м³/сут), использованных для ранних рекомендаций по улучшению системы утилизации добываемой воды. Испытания скважин, проведенные в начале 2018 г., подтвердили возможность работы промысла при таких условиях.

Профиль добычи газа модели №11 выбрали в качестве варианта P10 с максимально возможной накопленной добычей газа. Эта модель рекомендована к использованию в расчетах интегрированной модели для определения наибольшего чистого дисконтированного

Таблица 3. Допустимые расхождения модели с замеренными параметрами
Table 3. Simulation's allowable discrepancy from the measured parameters

Показатели Indicators	Максимально допустимые расхождения с фактическими значениями, % Maximum allowable discrepancies from actual values, %
Устьевое давление (до 2017 г.) Wellhead pressure (before 2017)	1
Забойное давление добывающих скважин Producer bottom hole pressure	5
Забойное давление наблюдательных скважин Inspection well bottom hole pressure	3
Геологические запасы газа Gas in place	3
Накопленная добыча газа Cumulative gas production	1
Накопленная добыча воды Cumulative water production	10
Дебит газа Gas flow rate	5
Дебит воды Water discharge	51

дохода от продажи добываемой продукции.

СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ P10, P50, P90

Коэффициент извлечения газа в девяти вариантах с наилучшим качеством адаптации изменяется незначительно: от 74 до 76 %. Накопленная добыча газа по P10 отличается от P90 на 2,5 %, что эквивалентно 1,3 млрд м³. Начальные

геологические запасы (НГЗ) газа вариантов P10 и P90 различаются на 2,4 млрд м³ (3,5 % от НГЗ P10). Максимальный дебит воды различается в четыре раза, изменяясь в пределах 330–1400 м³/сут. Для выбранных вариантов P10, P50, P90 они различаются в 1,5 раза (на 350 м³/сут) и варьируются в диапазоне 730–1080 м³/сут.

Отличия моделей обусловлены вариацией объема аквифера, ани-

Таблица 4. Выбор оптимальных моделей из полученных равновероятных решений
Table 4. Selection of the optimal simulations from the obtained equally possible solutions (GIIP – gas initially in place)

Оценка качества адаптации показателей моделей для выбора P10, P50, P90 Quality assessment for the adaptation of simulation indicators to select P10, P50, P90														
№ модели Simulation No.	Расхождение модели с фактическими данными, балл Simulation's discrepancy from the actual data						Сумма Total	Расхождение со среднестатистическими показателями P50 модельных расчетов, балл Discrepancy from historical estimates of P50 simulation calculations, score				Итоговый балл Total score	P10, P50, P90	
	Добыча Recovery		Давление в зоне отбора Pressure in recovery area			HGЗ газа GIIP		Добыча газа Gas recovery		Дата прорыва воды Date of water breakthrough	Добыча Recovery			
	Газ Gas	Вода Water	Наблюдательные скважины Inspection wells	Начальное пластовое Initial formation	Забойное Bottom hole			С начала разработки Since the development started	За прогнозный период During forecast period		Газ Gas		Вода Water	
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0,5	0	0	0,5	-	-
2	1	1	0	1	0	1	4	0	0,5	0	0,5	5	-	P10
3	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,5	0,5	2	-	-
4	1	0	0	0	1	1	3	0	0,5	0	0,5	4	-	-
5	0	0	1	0	0	1	2	0,5	0	0	0,5	3	-	-
6	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0,5	1,5	-	-
7	0	0	1	1	1	0	3	0	0,5	0,5	0	4	-	-
8	0	0	0	1	0	1	2	0	0	0,5	0,5	3	-	-
9	0	0	0	1	1	1	3	0	0	0,5	0,5	4	-	-
10	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,5	0,5	2	-	-
11	1	1	0	1	1	0	4	0	0,5	0,5	0	5	P10	-
12	1	0	1	1	1	1	5	0	0,5	0,5	0	6	P90	-
13	1	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0,5	2,5	-	-
14	0	0	1	1	1	1	4	0,5	0	0,5	0,5	5,5	-	P50
15	1	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0,5	2,5	-	-
16	1	0	0	1	0	1	3	0	0,5	0,5	0,5	4,5	-	P90
17	0	0	1	0	0	1	2	0,5	0	0,5	0,5	3,5	-	-
18	1	0	0	0	0	1	2	0	0,5	0	0,5	3	-	-
19	1	0	0	1	0	0	2	0	0	0,5	0,5	3	-	-
20	1	1	0	1	0	1	4	0	0,5	0	0,5	5	-	-
Базовая Basic	1	1	1	1	1	1	6	0,5	0,5	0,5	0,5	8	P50	-

зотропии его проницаемости, ОФП и множителя порового объема породы в зависимости от пластового давления. Максимальный и минимальный объемы аквифера и множитель анизотропии проницаемости для моделей P10, P50, P90 различаются в 1,3 раза. Наиболее высокую ОФП по воде (0,42) имеет модель №2 с максимальной величиной накопленной добычи воды. В остальных моделях этот параметр близок к значению 0,34.

ОЦЕНКА ПРОМЫСЛОВЫХ РИСКОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ МНОГОВАРИАНТНЫХ РАСЧЕТОВ

Согласно расчетам P10 и P90 по добыче газа, выбытие первой из оставшихся трех скважин предполагалось в период с января по июль 2019 г. Этот прогноз уже подтвердился: скважину вывели из эксплуатации в марте 2019 г.

Как видно из рис. 6, темпы и уровни добычи воды, полученные в 2017 г. и учитывающие фактическую динамику ее добычи, хорошо соотносятся с результатами предыдущих расчетов, в которых эти данные отсутствовали [1]. Усовершенствованная система обустройства учитывает возможный диапазон суточного расхода воды благодаря оценкам, проведенным в 2014 г. с применением многовариантных расчетов [1]. Это позволяет обеспечить бесперебойную работу промысла. Ожидаемые дебиты воды в последние два года разработки месторождения будут на 20 % ниже технологически допустимых ограничений системы поверхностного обустройства.

Вышесказанное подтверждает корректность применения многовариантных расчетов на безводной стадии добычи газа для определения максимального прогнозируемого уровня суточной добычи воды в системе поверхностного обустройства.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ВЫВОДЫ

Для газоконденсатного месторождения на шельфе определена наиболее вероятная (P50), «опти-

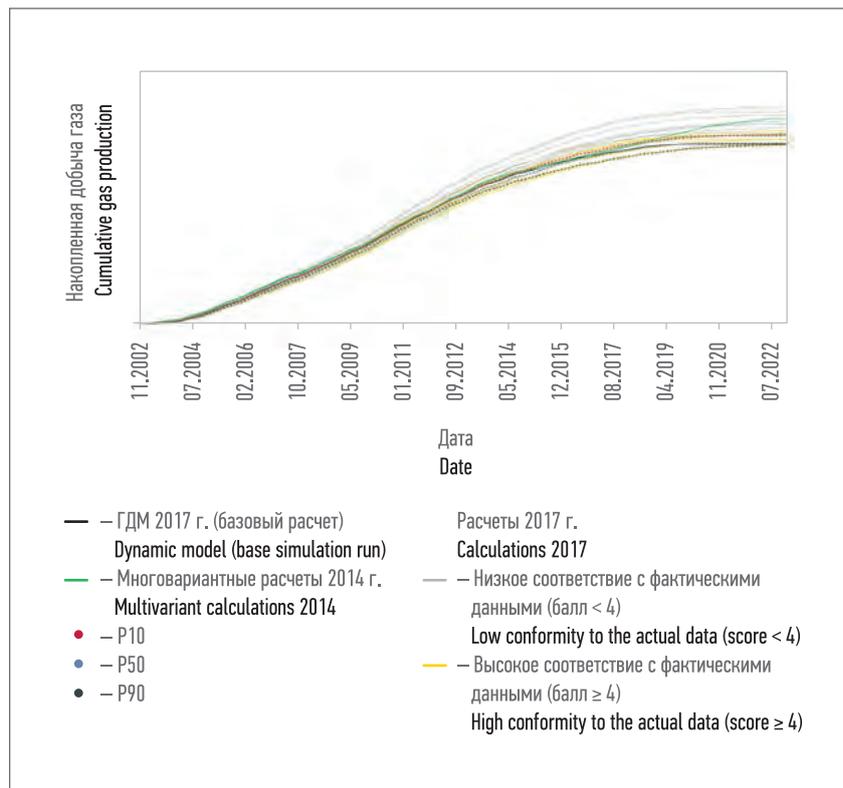


Рис. 5. Сравнение профилей накопленной добычи газа для полученных 20 равновероятных моделей (численные результаты в закрытом доступе)
Fig. 5. Comparison of cumulative gas production profiles for 20 obtained equally possible simulations (access to numerical results is restricted)

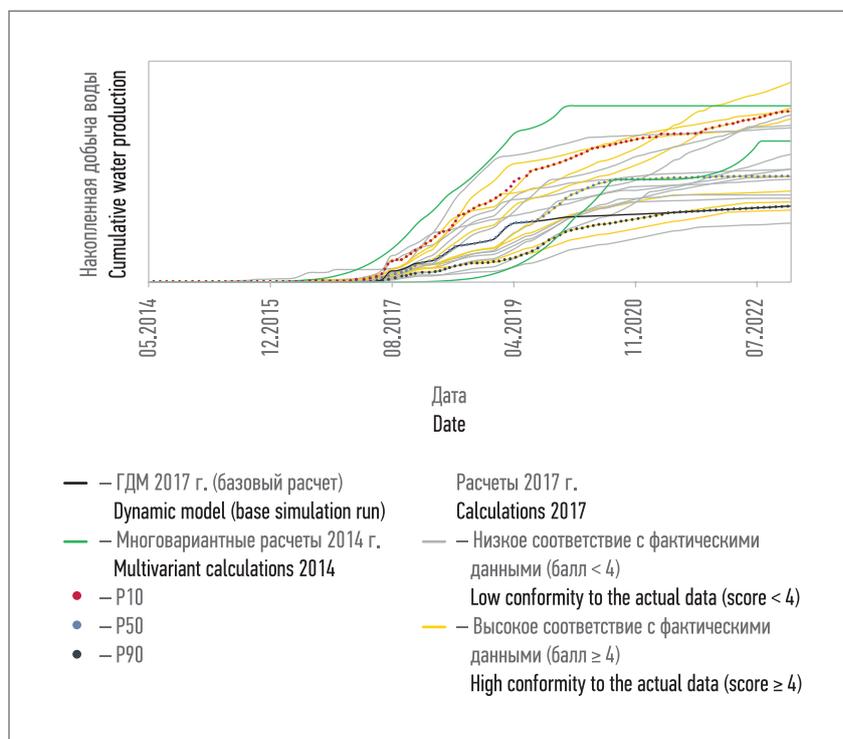


Рис. 6. Сравнение профилей накопленной добычи воды для рассчитанных 20 равновероятных моделей (численные результаты в закрытом доступе)
Fig. 6. Comparison of cumulative water production profiles for 20 obtained equally possible simulations (access to numerical results is restricted)



мистичная» (P10) и «пессимистичная» (P90) динамика добычи газа и воды по результатам 720 гидродинамических расчетов с учетом неопределенности геологической и промысловой информации. Время расчетов оптимизировали путем добавления процедуры автоматической проверки корректности

воспроизведения фактической динамики прорыва воды к скважинам (с последующим прекращением расчета при невыполнении условий).

Полученные вариации ГДМ P10, P50, P90 использованы в расчетах интегрированной модели для следующих целей:

- оценки возможности поддержания требуемого уровня добычи газа при снижении продуктивности или выбытии скважин на позднем этапе разработки;
- расчета оптимальных режимов работы системы поверхностного обустройства при недостоверности ранних представлений о геологических характеристиках пласта и водоносного горизонта;
- учета ограничений системы сбора газа и утилизации воды.

Спрогнозированное по многовариантным расчетам 2017 г. выбытие газовой скважины из-за прорыва воды согласуется с датой фактической остановки этой скважины в 2019 г. Подтверждены корректность результатов многовариантных расчетов, проведенных на стадии безводной добычи газа, и максимальный прогнозный уровень суточной добычи воды в системе поверхностного обустройства [1].

Результаты прогнозирования расчетов включены в бизнес-план добычи газа ПАО «НК «Роснефть» по месторождению. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Скворцов Д.О., Юшков А.Ю., Бучинский С.В. Выбор наиболее вероятной модели для оценки добычи газа в условиях неопределенностей геологической информации // Научно-технический Вестник ОАО «НК «Роснефть». 2015. № 4 (41). С. 36–39.
2. Skvortsov D.O., Glumov D.N. Condensate Production Optimization Using MEPO Software Combined with Eclipse-Network // The Book of Abstracts of the SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. Moscow: Society of Petroleum Engineers, 2014. SPE-171262-RU.
3. Levanov A.N., Silvestrov S.I., Ustyugova E.V., Pospelova T.A. Justifying the Optimal Length of Horizontal Wells by the Results of Multiple Flow Simulation Runs // The Book of Abstracts of the SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition. Moscow: Society of Petroleum Engineers, 2013. SPE-166896-RU.
4. Боженюк Н.Н., Бабынин П.А., Вознюк С.А. Многовариантная адаптация гидродинамической модели в условиях неопределенности входных данных. Опыт использования в ОАО «Сургутнефтегаз», перспективы и возможности для работы и бизнеса // Бурение и нефть. 2015. № 6. С. 55–58.
5. Kassenov B., Kibg G.R., Chaudri M., et al. Efficient Workflow for Assisted History Matching and Brownfield Design of Experiments for the Tengiz Field // The Book of Abstracts of the SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. Astana: Society of Petroleum Engineers, 2014. SPE-172329-RU.
6. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях. Тюмень: изд-во ТюмГУ, 2004. 47 с.
7. Leverett M.C. Capillary Behavior in Porous Solids // Trans. AIME, 1941, Vol. 142, P. 152–169.
8. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. М.: Высшая школа, 2003. 480 с.

REFERENCES

- (1) Skvortsov D.O., Yushkov A.O., Buchinsky S.V. Selection of the most likely model for gas production under the uncertainty of geologic information. *Nauchno-tekhnicheskij vestnik OAO «NK «ROSNEFT» = Rosneft PJSC scientific and engineering bulletin*. 2015; 41(4): 36–39. (In Russian)
- (2) Skvortsov D.O., Glumov D.N. Condensate production optimization using MEPO software combined with Eclipse-Network. In: *The Book of Abstracts of the SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition*. Moscow: Society of Petroleum Engineers; 2014.
- (3) Levanov A.N., Silvestrov S.I., Ustyugova E.V., Pospelova T.A. Justifying the optimal length of horizontal wells by the results of multiple flow simulation runs. In: *The Book of Abstracts of the SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition*. Moscow: Society of Petroleum Engineers; 2013.
- (4) Bozhenyuk N.N., Babynin P.A., Vozniuk S.A. Multivariant adaptation of the hydrodynamic model under uncertainty of input data experience in «Surgutneftegas» OJSC, the prospects and opportunities for work and business. *Burenie i neft' = Drilling and Oil*. 2015; (6): 55–58. (In Russian)
- (5) Kassenov B., Kibg G.R., Chaudri M., et al. Efficient workflow for assisted history matching and Brownfield design of experiments for the Tengiz field. In: *The Book of Abstracts of the SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition*. Astana: Society of Petroleum Engineers; 2014.
- (6) Altunin A.E., Semukhin M.V. *Calculations under Risk and Uncertainty in Oil and Gas Technologies*. Tyumen: Publisher of UTMN; 2004. (In Russian)
- (7) Leverett M.C. Capillary behavior in porous solids. *Transactions of American Institute of Mining Engineers*. 1941; 142: 152–169.
- (8) Gmurman V.E. *Probability Theory and Mathematical Statistics*. Moscow: Vysshaya Shkola; 2003. (In Russian)



INNOVATIONS
IMPLEMENTATION



РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА
СТРАТЕГИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС



СТРОИТЕЛЬСТВО
ОБУСТРОЙСТВО
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ САММИТ



ЭКСПЛУАТАЦИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
БУРЕНИЕ
СКВАЖИННЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ

29 НОЯБРЯ 2019 МОСКВА ROGSUMMIT.RU

СИНКЛИНАЛЬНЫЕ МЕЖГРЯДОВЫЕ ЗОНЫ КАК НОВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ЧОКРАКСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ ТАМАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА

УДК 550.8

М.А. Григорьев, к.г.-м.н., доц., Кубанский государственный технологический университет, Институт нефти, газа и энергетики (Краснодар, РФ), geosarmat@mail.ru

И.А. Денекин, Кубанский государственный университет, Институт географии, геологии, туризма и сервиса (Краснодар, РФ), denekin.i@yandex.ru

В работе оценивается возможность увеличения углеводородного потенциала чокракских отложений Таманского п-ова. Показано, что сводовые и крыльевые зоны диапировых структур нерационально рассматривать в качестве ресурса для решения данной задачи ввиду слабо выраженных коллекторских свойств вмещающих отложений и высокой плотности и вязкости нефтей. На основании сравнительного анализа гидрохимической и флюидодинамической обстановки сделан вывод об общности палеогеографических условий в пределах Западно-Кубанского и Керченско-Таманского прогибов, а также сходных условиях осадконакопления. Высказано предположение о возможности продолжения удаленных частей конусов выноса песчано-алевритового материала в Керченско-Таманский прогиб. Установлено практически полное совпадение структурного плана кровли майкопских отложений и современного рельефа Таманского п-ова. Показано положение питающих каналов, по которым происходило перемещение песчано-алевритового материала, а также зон его аккумуляции. Предложены рекомендации по проведению геологоразведочных работ на чокракских отложениях Таманского п-ова.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ТАМАНСКИЙ П-ОВ, МИОЦЕНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ, ГИДРОХИМИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА, ДИАПИРОВАЯ ТЕКТОНИКА, ТАЛЬВЕГОВЫЕ ЗОНЫ, КОЛЛЕКТОРЫ, ТРАНСПОРТНЫЕ КАНАЛЫ, ЛОВУШКИ.

В тектоническом плане Таманский п-ов представляет собой восточную часть Керченско-Таманского межпериклиналичного прогиба (КТП), который разделяет мегантиклинории Горного Крыма и Северного Кавказа. На западе он сочленяется с погруженной частью Горного Крыма, а на востоке – с Анапским выступом, входящим в состав Новороссийско-Лазаревского мегасинклинория Северного Кавказа. Характерной чертой геологического строения Тамани является широкое распространение диапировых и криптодиапировых структур, генезис которых связан с проявлениями новейшей и современной тектонической активности. Ярким свидетельством интенсивности и высокой скорости протекания современных тектонических процессов является



Рис. 1. Появление участка суши на м. Каменный
Fig. 1. Appearance of land area at Kamenny Cape

образование в течение одной ночи [1] участка суши в районе м. Каменный (рис. 1), а также периодические извержения грязевых вулканов.

Диапировые структуры образуют антиклинальные зоны субширотного простирания, разделенные между собой синклинальными прогибами. Большая их часть имеет продолжение в море, а некоторые

и на Керченском п-ове. В пределах Таманского п-ова (с севера на юг) выделяются следующие антиклинальные зоны: зона м. Каменный, Фонталовская, Ахтанизовская, Фанагорийская, Карabetовская, Кизилташская, Зеленского, Ереминская, Суворово-Черкесская и Благовещенская (рис. 2).

Естественные выходы нефти и газа на Таманском п-ове известны с древнейших времен, а с XVIII в. добыча нефти велась кустарным способом. К настоящему времени в миоценовых отложениях открыто около 20 нефтяных и газовых месторождений, которые приурочены к сводовым и крыльевым зонам диапировых структур (рис. 2). Месторождения относятся к категории мелких, с извлекаемыми запасами, как правило, существенно ниже 500 тыс. т. Начальные

M.A. Grigoriev, PhD in Geology and Mineralogy, associate professor, Kuban State Technological University, Institute of Oil, Gas and Power Engineering (Krasnodar, the Russian Federation), geosarmat@mail.ru

I.A. Denekin, Kuban State University, Institute of Geography, Geology, Tourism and Service (Krasnodar, the Russian Federation), denekin.i@yandex.ru

Synclinal swale zones as a new direction of geological prospecting works at Chokrak deposits on the Taman Peninsula

The study evaluates the possibility for increasing hydrocarbon potential of Chokrak deposits on the Taman Peninsula. It is shown that it is not rational to consider crests and limbs of diapir structures as a resource to address this challenge, because of the weak reservoir properties of host deposits and the high density and viscosity of the oils. A comparative study of hydrochemical and fluid dynamic conditions yielded commonality in paleogeographic within West Kuban and Kerch-Taman deflections and similar conditions of sedimentation. It is suggested that distant parts of sandy-aleuritic material fans continue into the Kerch-Taman deflection. It is found that the structural geometry of Maykop deposit roof almost exactly matches the recent relief on the Taman Peninsula. Positions are shown for the feed channels through which the sandy-aleuritic material and its accumulation zones moved. Recommendations are proposed for geological prospecting works at Chokrak deposits on the Taman Peninsula.

KEYWORDS: TAMAN PENINSULA, MIOCENE DEPOSITS, HYDROCHEMICAL CONDITIONS, DIAPIR TECTONICS, THALWEG ZONES, RESERVOIRS, TRANSPORT CHANNELS, CLOSURES.

дебиты нефти изменяются от десятых долей до первых десятков кубометров в сутки.

Нефти в основном тяжелые с плотностью от 908 кг/м³ (Борисоглебское, сармат) до 964 кг/м³ (Благовещенское, чокрак) и высоковязкие (более 30 МПа·с). Коллекторы представлены чередованием тонких (0,2–2,5 м) прослоек известняков, мергелей, доломитов и песчаников. Очевидно, что приведенные характеристики продуктивных коллекторов, а также насыщающих их флюидов в сводовых и крыльевых зонах диапировых структур не позволяют связывать с этим направлением серьезные перспективы по приращению и развитию углеводородного (УВ) потенциала Таманского п-ова.

Вместе с тем широкое распространение поверхностных нефтегазопроявлений и большое количество выявленных скоплений УВ убедительно свидетельствуют о высоком генерационном потенциале майкопской глинистой толщи, мощность которой в рассматриваемом регионе составляет 3000–4200 м [2]. Таким образом, для решения проблемы восполнения УВ-сырьевой базы Таманского п-ова при установленном мощном нефтегенерационном потенциале майкопских отложе-

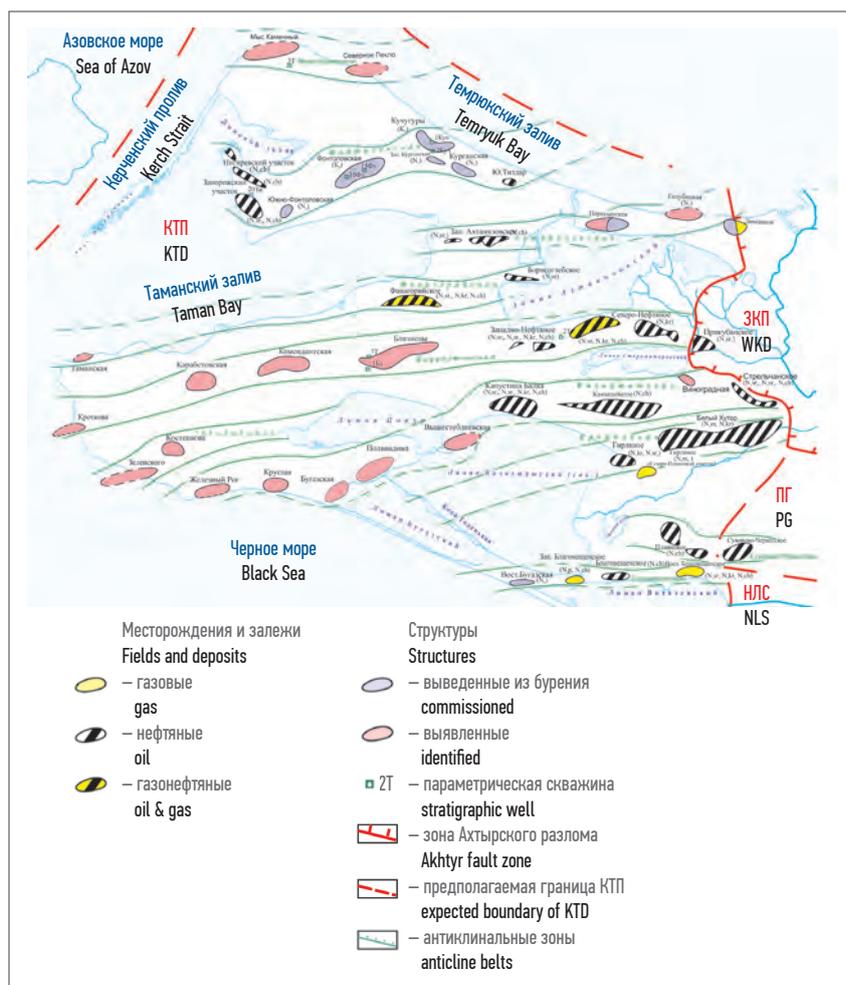


Рис. 2. Схема Таманского п-ова [2]; НЛС – Новороссийско-Лазаревский синклинорий; ЗКП – Западно-Кубанский прогиб; ПГ – Псебепско-Гойхтская зона
Fig. 2. Taman Peninsula diagram [2]; KTD – Kerch-Taman deflection; WKD – West Kuban deflection; NLS – Novorossiysk-Lazarevsky synclinorium; WKD – West Kuban deflection; PG – Psebepe-Goykht zone

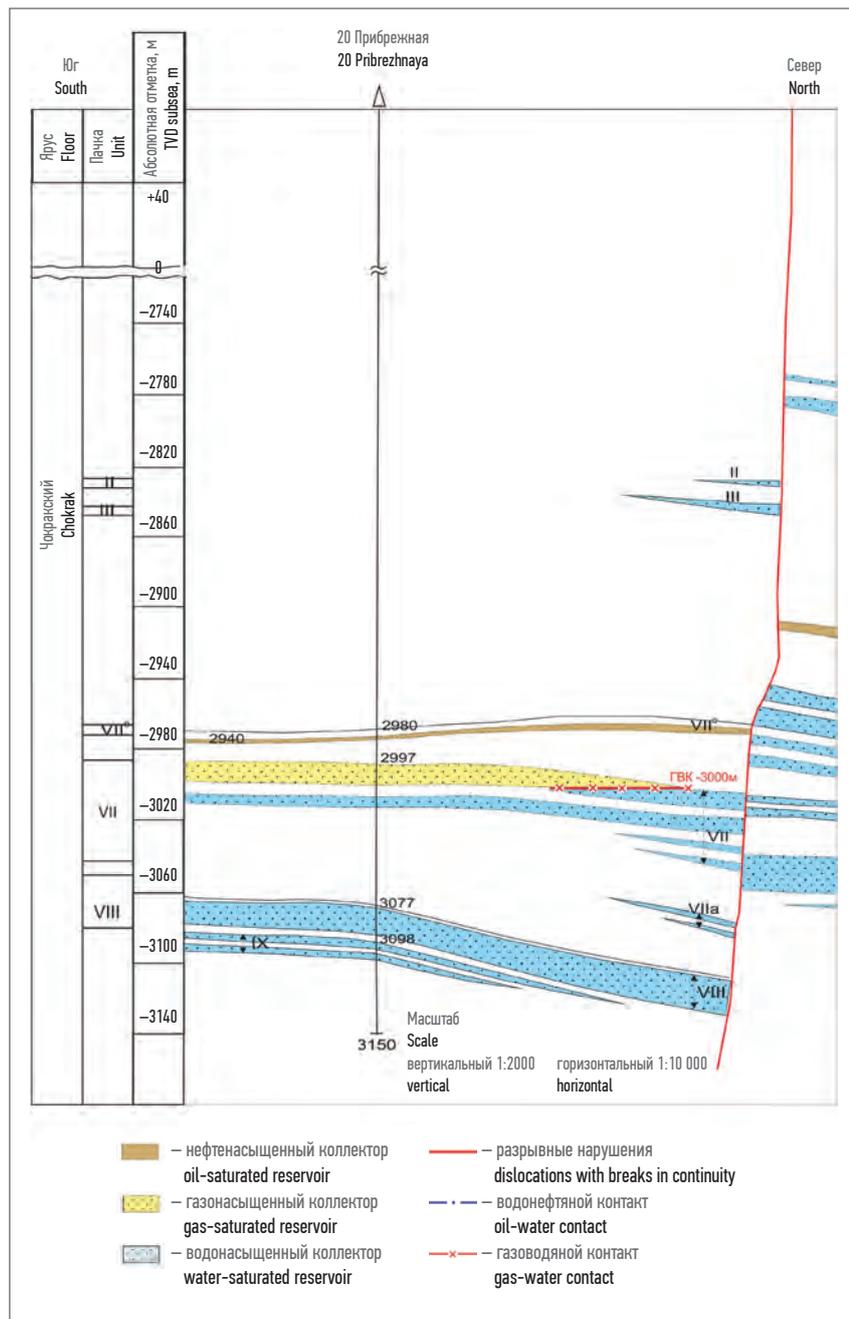


Рис. 3. Разрез миоцена, вскрытый скважиной 20 Прибрежной
Fig. 3. Miocene sequence penetrated by well 20 Pribrezhnaya

ний в первую очередь необходимо спрогнозировать и выявить коллекторы с высокими емкостно-фильтрационными свойствами.

КОЛИЧЕСТВЕННОЕ СРАВНЕНИЕ

Проведенный в [3] анализ гидрохимической (ГХ) обстановки в зонах сочленения КТП и ЗКП показал, что распределение сравниваемых ГХ-показателей (минерализация, тип вод, содержание микроэлементов)

в плане и по разрезу имеет общие закономерности. В целом гидрогеологической обстановке миоценового комплекса Таманского п-ова присущи следующие особенности [4]. Дебиты пластовых вод изменяются в широком диапазоне значений даже в пределах одной площади, что указывает на отсутствие флюидодинамической связи между отдельными проницаемыми пропластками

в латеральном и вертикальном планах. Увеличение минерализации пластовых вод по разрезу от понта к сармату, а затем ее снижение от сармата до чокрака. Опреснение вод нижнего сармата, карагана и чокрака, сопровождаемое сменой типа вод, связано с внедрением в разрез этих отложений диапирового штока, по которому происходит внедрение отжатых из глини эпигенетических майкопских вод. Опресненные зоны носят наложенный характер по отношению к первоначальной ГХ-зональности и обусловлены проявлением диапировой тектоники.

Сравнение ГХ-обстановки КТП и ЗКП [4] также выявило их принципиальное сходство. Причина ГХ-инверсии, обеспечивающей опреснение химического состава пластовых вод чокрака ЗКП, заключается в глинистом характере разреза яруса, а также подстилающих майкопских отложений при подчиненном развитии проницаемых разностей.

В [5] проведен анализ флюидодинамической обстановки миоценового комплекса по КТП и ЗКП. Оказалось, что для обоих геоструктурных элементов характерна резкая вертикальная и латеральная контрастность в распределении пластовых давлений в пределах локальных структур, а также между соседними структурами и тем более по разным антиклинальным зонам (КТП). Это доказывает, что флюидодинамическая связь между проницаемыми разностями миоценовых отложений отсутствует, а сами флюиды находятся в квазистатическом состоянии. В силу этого флюидодинамическая обстановка миоценовых отложений в ЗКП и КТП является отражением и следствием современных неотектонических процессов, а формирование залежей УВ носит характер кратковременных импульсов, обусловленных скачкообразным сбросом тектонических напряжений, приводящих к инжектированию УВ. На это, в частности, указывает отсутствие

вертикальной гравитационной дифференциации скоплений УВ, выражающейся в чередовании нефтенасыщенных, газоносных и водоносных пластов в разновозрастных отложениях, вскрытых одной скважиной (рис. 3).

Таким образом, сходство ГХ- и флюидодинамической обстановки, а также условий формирования залежей УВ в миоценовых отложениях ЗКП и КТП указывает на единство палеогеографических условий и общность геологических процессов, протекающих в неоген-антропогенное время.

ФАКТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Анализ и обобщение приведенной информации позволил авторам [6] предположить, что дистальные части конусов выноса терригенного обломочного материала, развитые в чокракских отложениях северного борта ЗКП, могут иметь продолжение в разновозрастных отложениях КТП. В пределах северного борта к этим линзовидным песчано-алевритовым телам приурочены многочисленные (Прибрежное, Песчаное, Морозовское, Южно-Морозовское, Варавенское, Сладковское, Южно-Черноерковское, Терноватое, Чумаковское, Новое, ЮМГ, Северо-Прибрежное и др.) высокодебитные скопления УВ. Механизм и условия образования песчаных коллекторов системы склоновых конусов выноса, а также ареалы их распространения на территории деятельности ПАО «НК «Роснефть» подробно рассмотрены в ряде работ [7, 8 и др.]. Согласно результатам проведенной реконструкции палеорельефа, существовавшего к началу и окончанию формирования чокракского яруса на северном борту ЗКП, предчокракская поверхность исследуемого района в позднемайкопское время под влиянием тангенциальных сил испытывала преимущественно субширотное сжатие, что обусловило линейно вытянутую в меридиональном направлении «шифEROобразную» деформацию [9]. Линейно вытяну-

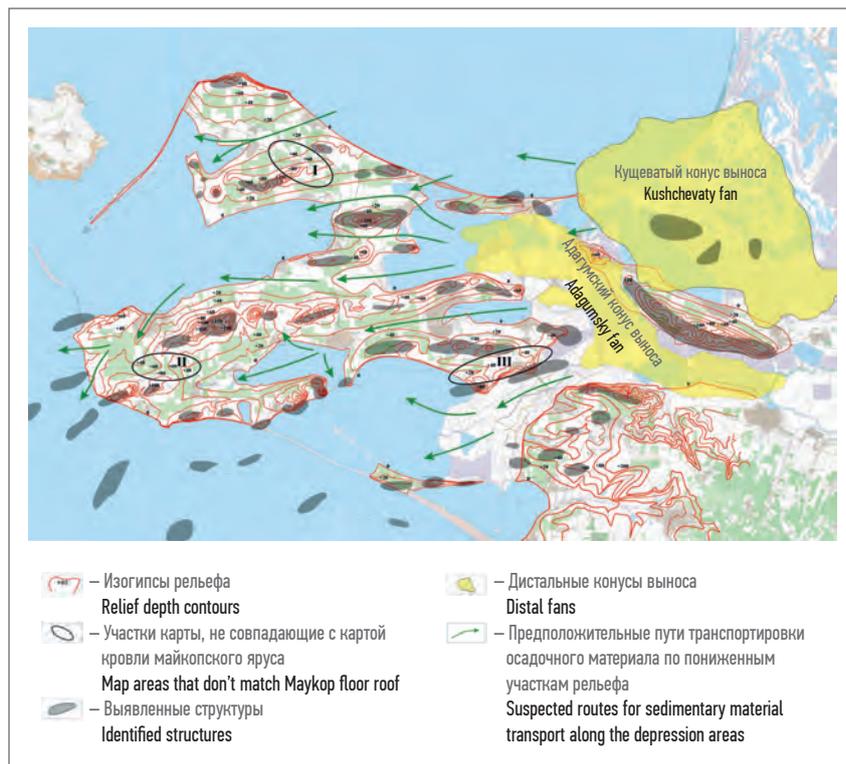


Рис. 4. Прослеженные каналы транспортировки песчано-алевритового материала по результатам геоморфологического анализа поверхностного рельефа (подробности в тексте)

Fig. 4. Tracked channels of sandy-aleuritic material transport based on geomorphological analysis of surface relief (see details in the text)



тые отрицательные формы рельефа служили каналами, по которым происходила транспортировка песчано-алевритового материала в смежные глубокопогруженные депрессии. Необходимо отметить, что картирование структурной поверхности кровли майкопа (и последующее прослеживание сообщаемых каналов транспортировки) в рассматриваемом районе является весьма сложной задачей, поскольку разрез изучаемой части

осадочного чехла преимущественно глинистый, распространение песчаных разностей имеет пятнистый характер, вследствие чего четкие сейсмические отражения, как правило, отсутствуют.

Наличие коллекторов в чокракских отложениях зоны сочленения ЗКП и КТП подтверждено результатами бурения на площади Южно-Террюкского нефтяного месторождения, которая охватывает на западе восточные

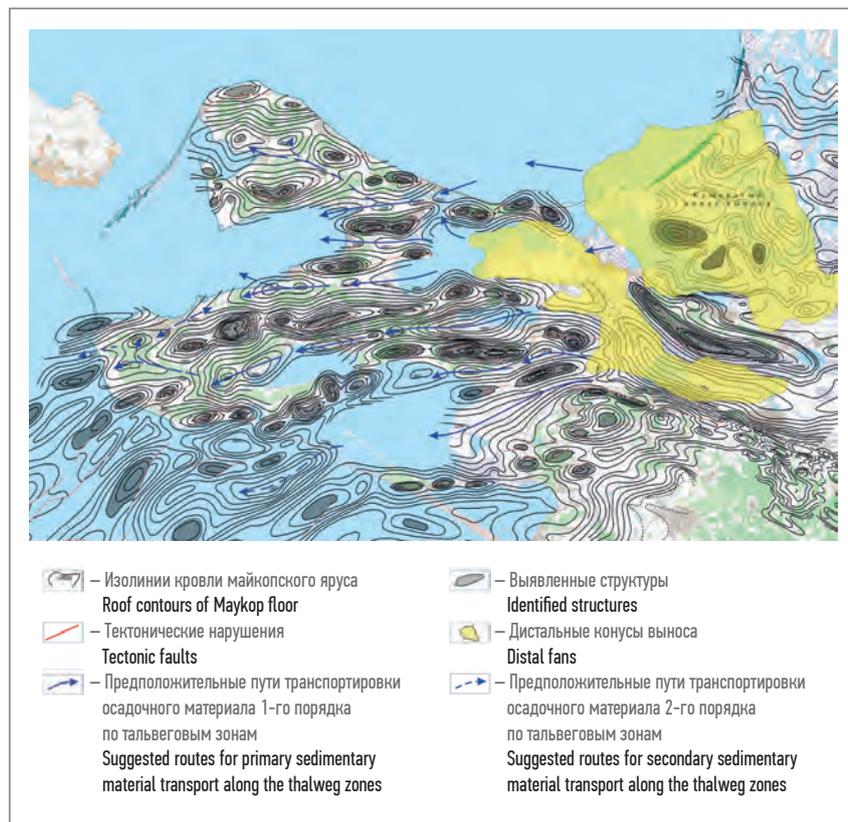


Рис. 5. Выделение каналов транспортировки песчано-алевритового материала по структурной карте кровли майкопского яруса (подробности в тексте)
Fig. 5. Outline of sandy-aleuritic material transport channels along the Maykop floor roof contour map (see details in the text)

окончания антиклинальных зон: Карабетовской (структура Дубовый Рынок), Кизилташской (структуры Стрельчанская и Камышеватая) и Ереминской (структура Белый Хутор) [6]. Учитывая, что в пределах КТП активный грязевой вулканизм и диапировая тектоника находят прямое отражение в современном поверхностном рельефе, нами проведено обобщение результатов геоморфологического анализа топографической основы изучаемого региона и структурных построений предчокракского субстрата, выполненных по сейсмическим данным с целью прослеживания конфигурации питающих транспортных каналов и зон аккумуляции поступающего с севера песчано-алевритового материала [6].

Наложение топографической карты Таманского п-ова на построенную в [2] структурную карту кровли майкопских отложений того же региона на большей части

территории показало практически полную идентичность рельефа по двум анализируемым поверхностям (рис. 4, 5). Выявлено три участка (на рисунках обозначены символами I, II и III) с различиями в рельефе. По нашему мнению, отсутствие отдельных деталей рельефа на структурной карте кровли майкопских отложений обусловлено тем, что она является «сшитой» из разных планшетов, составленных по результатам сейсмических исследований разных лет, имеющих разную плотность профилей и различное качество исходной сейсмической информации. Столь высокая сходимость карт поверхностного рельефа и кровли майкопских отложений свидетельствует, во-первых, о профессионализме составителей карты по данным сейсмических исследований, а во-вторых, позволяет с уверенностью утверждать, что поверхностный рельеф

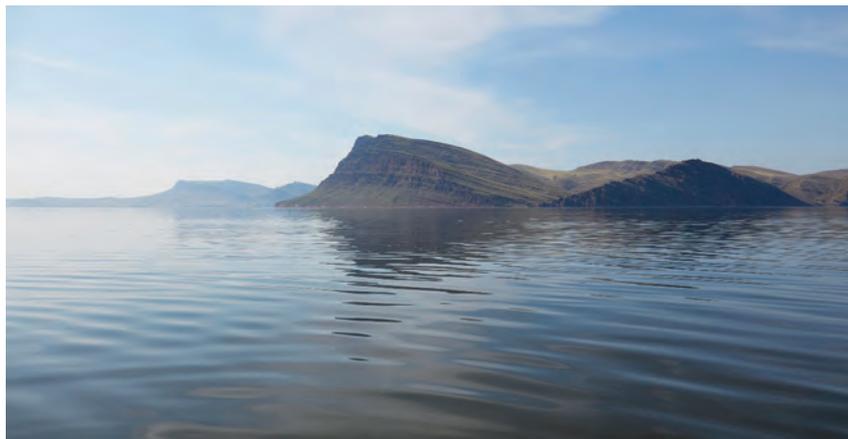
Таманского п-ова является полным отражением структурного плана нижележащих комплексов до кровли майкопа включительно.

Этот факт предоставляет редкую возможность напрямую получать высокоточные карты структурных поверхностей любого (включая самый крупный) масштаба, определять конфигурацию питающих каналов, оконтуривать зоны аккумуляции коллекторов и прогнозировать типы ловушек с их предварительной локализацией в пространстве. При сопоставлении результатов сейсмических исследований с топоосновой в случае разночтений приоритет следует отдавать последней, т.к. она составлена на основании прямых инструментальных измерений.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Согласно результатам анализа карт кровли майкопа и поверхностного рельефа, наиболее вероятными распределяющими каналами, по которым происходило гравитационное перемещение песчано-алевритового материала, являются тальвеговые зоны, расположенные на западном и юго-западном продолжении Кушеватога и Адагумского конусов выноса, показанные синими (карта кровли майкопа) и зелеными (топокарта) стрелками. Наиболее вероятные зоны аккумуляции – участки, находящиеся под акваториями лиманов Ахтанизовский, Старотитаровский, Цокур, Кизилташский, Бугазский.

Исходя из морфологии питающих каналов и зон аккумуляции песчано-алевритового материала, в регионе наиболее вероятно развитие ловушек литологического выклинивания, приуроченных к бортовым зонам тальвегов и отрицательных структур, находящихся под акваториями лиманов. Кроме того, не исключено развитие небольших антиклинальных структур, тектонически экранированных ловушек и замкнутых линзовидных песчаных тел, приуроченных к локальным понижениям в кровле майкопских отложений.



Территориальный охват, а также конкретное наполнение программы геологоразведочных работ на Таманском п-ове в решающей степени будет определяться объемами их финансирования. Представляется целесообразным проведение детальных сейс-

моразведочных работ в осевых зонах тальвегов у «истоков» питающих каналов, непосредственно примыкающих с запада и юго-запада к телам Кушевато и Адагумского конусов выноса, а также на акваториях лиманов Ахтанизовского, Старотитаровского,

Цокур, Кизилташского и Бугазского. В случае выявления перспективных объектов для их опосредованного бурения бурятся поисково-оценочные скважины с обязательным проведением многолучевого вертикального сейсмического профилирования в целях детального изучения окоскважинного пространства.

В заключение следует подчеркнуть, что унаследованный поверхностный рельеф Таманского п-ова позволяет на основе обобщения результатов геоморфологических и сейсмических исследований сократить площадной охват геологоразведочных работ, повысить точность локального прогноза нефтегазоносности и значительно снизить финансовые затраты на проведение работ по выявлению УВ-скоплений. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Попков В.И., Фоменко В.А., Глазырин Е.А. и др. Катастрофическое тектоническое событие лета 2011 года на Таманском полуострове // Докл. РАН. 2013. Т. 448, №6. С. 680–683.
2. Енгибарян А.А. Литолого-фациальные и тектонические критерии нефтегазоносности мезокайнозойских отложений Таманского полуострова: дис. ... к.г.-м.н. Ставрополь, 2007. 217 с.
3. Григорьев М.А., Григорьев А.М., Денекин И.А. Гидрохимическая обстановка миоценовых отложений в зоне сочленения Западно-Кубанского и Керченско-Таманского прогибов (на примере Благовещенской и Джигинской площадей) // БНП. 2018. Т. 4. №8. С. 123–129.
4. Григорьев М.А., Григорьев А.М., Денекин И.А. Связь особенностей гидрохимической обстановки и условий формирования залежей углеводородов в миоценовых отложениях восточной части Керченско-Таманского межпериклинального прогиба (Таманский полуостров) // Каротажник. 2018. №12 (294). С. 3–14.
5. Григорьев М.А., Григорьев А.М., Денекин И.А. Природа формирования флюидодинамической обстановки Таманского полуострова // Газовая промышленность. 2018. №9 (774). С. 50–54.
6. Григорьев М.А., Григорьев А.М., Денекин И.А. Пути восполнения углеводородной минерально-сырьевой базы западной части Краснодарского края (Таманский полуостров). Коллективная монография по материалам Всероссийской научно-технической конференции «Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа». Т. VIII. Грозный: Академия наук Чеченской Республики Грозный, 2018. С. 47–54.
7. Галактионов Н.М. Сейсмогеологическая модель и прогноз нефтегазоносности чокракских отложений Сладковско-Морозовского нефтегазоносного района Западно-Кубанского прогиба: дис. ... к.г.-м.н. Краснодар, 1999. 167 с.
8. Губарев М.В. Секвенс-стратиграфическая модель чокракских отложений Западно-Кубанского прогиба в связи с их нефтегазоносностью: автореф. дис. ... к.г.-м.н. Краснодар, 2006. 24 с.
9. Григорьев М.А. Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Материалы Седьмой Международной конференции. М.: GEOS, 2004. С. 147–148.

REFERENCES

- (1) Popkov VI, Fomenko VA, Glazyrin YeA, et al. Catastrophic tectonic incident of summer 2011 on the Taman Peninsula. *Proceedings of the Academy of Sciences = Doklady RAN*. 2013; 448(6): 680–683. (In Russian)
- (2) Yengibaryan AA. *Lithofacies and tectonic criteria of the oil and gas potential of Mesozoic–Cenozoic deposits on the Taman Peninsula*. PhD thesis. North Caucasus Federal University (NCFU); 2007. (In Russian)
- (3) Grigoriev MA, Grigoriev AM, Denekin IA. Hydrochemical situation of Myocenous deposits in the zone of articulation of the West Kuban and Kerch-Taman troughs (on the example of Blagoveshchenskaya and Dzhiginskaya square). *Bulletin of Science and Practice = Byulleten' nauki i praktiki*. 2018; 4(8): 123–129. (In Russian)
- (4) Grigoriev MA, Grigoriev AM, Denekin IA. Relationship between the hydrochemical and hydrocarbon accumulation conditions in Miocene deposits of West Kerch-Taman interpericlinial deflection (Taman Peninsula). *Well Logger = Karotazhnik*. 2018; 294(12): 3–14. (In Russian)
- (5) Grigoriev MA, Grigoriev AM, Denekin IA. Nature of formation of the fluid dynamic conditions of the Taman Peninsula. *Gas Industry = Gazovaya promyshlennost'*. 2018; 9(774): 50–54. (In Russian)
- (6) Grigoriev MA, Grigoriev AM, Denekin IA. Ways to replenish the hydrocarbon raw material base of the West Krasnodar Krai (Taman Peninsula). In: Kerimov IA (ed.) *Multi-authored monograph based on proceedings of All-Russian scientific and technical conference 'Contemporary Geology, Geophysics and Geoecology Issues of North Caucasus'*. Vol. 8. Grozny, Russian Federation: Chechen Republic Academy of Sciences; 2018. p. 47–54. (In Russian)
- (7) Galaktionov NM. *Seismic model and oil and gas potential forecast for Chokrak deposits in Sladkovsko-Morozovsky oil and gas bearing region at West Kuban deflection*. PhD thesis. Kuban State University; 1999. (In Russian)
- (8) Gubarev MV. *Sequence-stratigraphic model for Chokrak deposits at West Kuban deflection in relation to their oil and gas potential*. PhD thesis abstract. Kuban State University; 2006. (In Russian)
- (9) Grigoriev MA. In: Abliya EA, Arkhipov AY, Bazhenova OK, Burlin YuK, Ivanov MK. (eds.) *New Ideas in Geology and Geochemistry of Oil and Gas. Proceedings of 7th International conference*. Moscow: GEOS; 2004. p. 147–148. (In Russian)

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОБОСНОВАНИЮ ПРИМЕНЕНИЯ ПАВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРА

УДК 622.276.6

И.А. Гуськова, д.т.н., Альметьевский государственный нефтяной институт (Альметьевск, РФ),
guskovaagni1@rambler.ru

И.И. Маннанов, к.т.н., Альметьевский государственный нефтяной институт, ildarmannanov@mail.ru

И.М. Храмушина, Альметьевский государственный нефтяной институт, irinahramushina@mail.ru

Л.Р. Шайхразиева, Альметьевский государственный нефтяной институт, layissan@mail.ru

Вишнево-Полянское месторождение высоковязкой нефти характеризуется многопластовой структурой со сложным геологическим строением. Запасы углеводородов сосредоточены в терригенных и карбонатных отложениях. Анализ изменчивости основных геолого-физических характеристик объекта с использованием ранее полученных данных геофизических и гидродинамических исследований скважин, результатов изучения образцов керн и других методов показал высокую неоднородность коллектора, что значительно осложняет подбор эффективной технологии повышения нефтеизвлечения.

Известно [1], что поверхностное натяжение оказывает существенное влияние на процессы вытеснения. Параметры процесса отмывания нефти зависят от ее состава, характеристик поверхности коллектора и смачиваемости вытесняющей жидкостью. Эти факты дают основания предполагать, что путем управления свойствами межфазных границ можно добиться эффективного увеличения извлечения высоковязкой нефти, а разработка соответствующих технологий целесообразна и перспективна.

В работе изучено влияние на параметры межфазных границ нефти растворов поверхностно-активных веществ (неионогенного и комплексного катионсодержащего). Экспериментально показано, что величина поверхностного натяжения зависит как от концентрации и типа поверхностно-активного вещества, так и от состава нефти. Определена величина адсорбции на керне поверхностно-активных веществ в статическом режиме и предложено использование комплексного параметра для учета степени адсорбционных потерь.

Количественный и качественный состав нефти определен методом хроматографии. Обнаружено, что соотношение легких и тяжелых алканов для разных скважин одного месторождения отличается более чем на 25 мас. %.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: НЕФТЬ, ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНОЕ ВЕЩЕСТВО, ПАВ, ПОВЕРХНОСТНОЕ НАТЯЖЕНИЕ, ГРАНИЦА РАЗДЕЛА ФАЗ, АДСОРБЦИЯ, ХРОМАТОГРАФИЯ, СОСТАВ НЕФТИ.

Для месторождений Татарстана разрабатывается и внедряется большое количество технологий увеличения нефтеизвлечения. Выбор и реализация физико-химических методов воздействия на породу осложняется высокой неоднородностью пластовой системы и изменением ее параметров в процессе эксплуатации. Поэтому внедрение новых методов увеличения нефтеотдачи, особенно

на поздней стадии, требует индивидуального подхода: выбор композиций для конкретного объекта определяется неоднородностью и степенью преобразованности пластовой системы.

Вишнево-Полянское месторождение высоковязкой нефти многопластовое, со сложным геологическим строением; запасы углеводородов сосредоточены в терригенных и карбонатных

отложениях. Основным интересом для разработки представляют отложения бобриковского горизонта. Анализ изменчивости геолого-физических характеристик объекта с использованием ранее полученных данных геофизических и гидродинамических исследований скважин, результатов изучения образцов керн и других методов показал высокую неоднородность коллектора.

I.A. Guskova, D.Eng.Sc., Almeteyevsk State Oil Institute (Almeteyevsk, the Russian Federation), guskovaagni1@rambler.ru

I.I. Mannanov, PhD in Engineering, Almeteyevsk State Oil Institute, ildarmannanov@mail.ru

I.M. Khramushkina, Almeteyevsk State Oil Institute, irinahramushina@mail.ru

L.R. Shaykhrazieva, Almeteyevsk State Oil Institute, layissan@mail.ru

Experimental study on justification of using surfactants to enhance the efficiency of high viscosity oil production under the high inhomogeneity of reservoir

Vishnevo–Polyanskoye high-viscosity oil field is characterized by multilayer structure with complex geology. Hydrocarbon reserves are concentrated in terrigenous and carbonate deposits. Variability analysis of the key geological-and-physical characteristics of the feature, based on previously obtained geophysical and hydrodynamic drillhole research data, results of examining core samples, drillhole hydrodynamic research and other techniques, has shown a high inhomogeneity of the reservoir, which significantly complicates the selection of an efficient technology for enhancing oil recovery.

It is known [1], that surface tension has a substantial impact on the displacement processes. Process variables in oil washing depend on the composition of the oil, reservoir surface characteristics and displacement fluid wettability. These facts suggest that controlling the properties of interface can be an effective way to enhance high-viscosity oil recovery, and developing new technologies is advisable and promising.

The study examines the impact of nonionic and complex cationic surfactants on interface parameters of the oil. It is shown in experiment results, that the surface tension depends on concentration and type of surfactant, as well as on the oil composition. Adsorption on surfactant core in static mode is determined. It is suggested to use a complex parameter to account the adsorption loss of surfactant.

Components and quantities of the oil are determined by chromatography. It is shown that light/heavy alkane ratio differs by over 25 mass % for different wells.

KEYWORDS: OIL, SURFACTANT, SURFACE TENSION, INTERFACE, ADSORPTION, CHROMATOGRAPHY, OIL COMPOSITION.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В работе [1] на основе термодинамического анализа сил, действующих на границе раздела трех фаз (масло–твердая поверхность–вода), получено соотношение (1), которое задает количественную связь между физико-химическими свойствами нефтевытесняющего раствора, природой подложки и дополнительной механической работой, необходимой для отмыывания нефти с твердой поверхности:

$$\begin{aligned} \Sigma G_i &= -\sigma_{12}(1 - \cos\theta)S_2 + \\ &+ \sigma_{12}(S_2 + S_1 - S^k) = \\ &= -G_a + G_A = -G_{cm}, \end{aligned} \quad (1)$$

где σ_{12} – коэффициент межфазного натяжения на границе вода–масло; θ – краевой угол, измеренный в водной фазе; S_1 – площадь внешней поверхности сегмента капли, находящейся на твердой подложке; S_2 – площадь контакта капли масла с подложкой; S^k – площадь поверхности капли масла в растворе; G_a – работа адгезии капли масла; G_A – работа изменения площади поверхности капли при ее растекании по подложке. Работа

образования трехфазного периметра смачивания G_{cm} представляет собой результирующую двух действующих процессов. Поскольку при смачивании поверхностная энергия уменьшается, этот процесс протекает самопроизвольно.

Из (1) видно, что поверхностное натяжение и размеры капель оказывают существенное влияние на процессы вытеснения. В зависимости от состава нефти, свойств поверхности коллектора и смачиваемости вытесняющей жидкостью количество необходимой для отрыва (отмыывания) нефти работы может различаться в сотни тысяч раз. Этот факт послужил отправной точкой для начала исследований, направленных на поиск высокоэффективных технологий увеличения извлечения высоковязкой нефти с использованием композиций, которые позволят регулировать свойства межфазных границ.

Состав нефти (рис. 1) определили на хроматографе «Shimadzu GC 2010 Plus». Хроматограммы проб из скважин №139, 185 и 195 имеют идентичный одномодальный тип молекулярно–массового распре-

деления n-алканов с максимумом в низкомолекулярной области при C_{14} . Сравнительный анализ компонентного состава показал, что нефть со скважины № 139 отличается большой концентрацией «тяжелых» углеводородов от C_{25} до C_{35} .

Влияние поверхностно-активных веществ (ПАВ) на величину межфазного натяжения изучали с использованием растворов (0,1–0,4 мас. %) неионогенного ПАВ в минерализованной воде и катионсодержащего комплексного ПАВ в пресной воде на тензиометре «DataPhysics DCAT 11 EC» при комнатной температуре и атмосферном давлении. Результаты исследований и оценка неоднородности изменения поверхностного натяжения для различных проб нефти представлены в табл. 1. Согласно полученным экспериментальным данным, снижение межфазного натяжения на границе раствор–нефть определяется как концентрацией и типом ПАВ, так и составом нефти. Максимальная величина поверхностного натяжения на границе с минерализованной водой

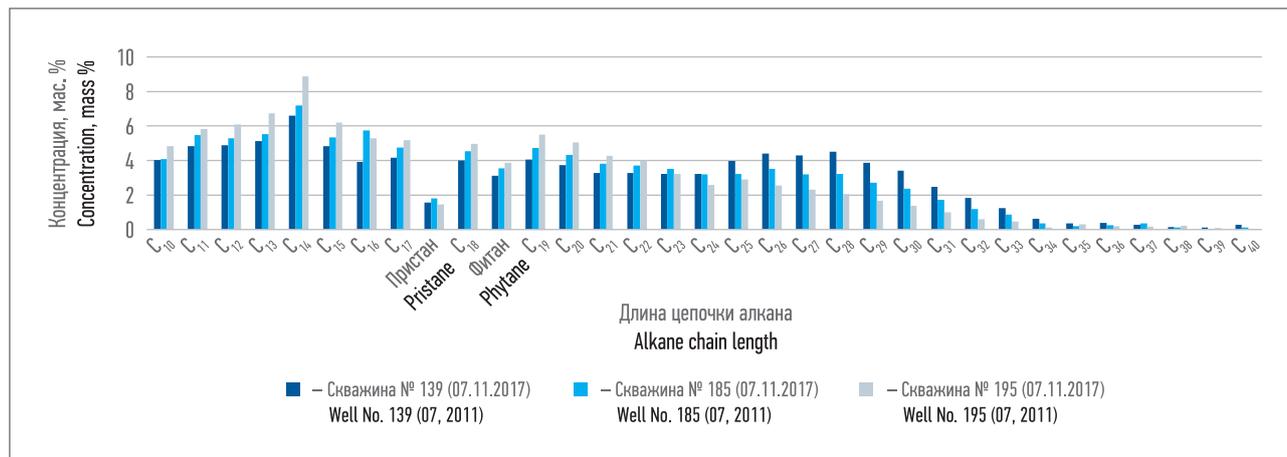


Рис. 1. Молекулярно-массовое распределение алканов в пробах высоковязкой нефти
Fig. 1. Molecular weight distribution of alkanes in high-viscosity oil samples

Таблица 1. Величина межфазного натяжения на поверхности раздела фаз раствор-высоковязкая нефть
Table 1. Interfacial tension: solution-high-viscosity oil

Параметр Parameter	Межфазное натяжение, мН/м Interfacial tension, mN/m			Межфазное натяжение, мН/м Interfacial tension, mN/m	
	Скважина № 139 Well No. 139	Скважина № 185 Well No. 185	Скважина № 195 Well No. 195	Скважина № 139 Well No. 139	Скважина № 185 Well No. 185
Без ПАВ No surfactant	Минерализованная вода Salt water			Пресная вода Fresh water	
	35,25 ± 1,24	33,56 ± 1,41	37,55 ± 0,33	20,26 ± 0,49	19,41 ± 0,25
Концентрация ПАВ, мас. % Surfactant concentration, mass %	Раствор неионогенного ПАВ в минерализованной воде Nonionic surfactant solution in salt water			Раствор катионсодержащего комплексного ПАВ в пресной воде Complex cationic surfactant solution in fresh water	
	0,1	5,70 ± 0,17	2,55 ± 0,14	3,04 ± 0,08	1,06 ± 0,06
	0,2	4,48 ± 0,25	2,04 ± 0,10	2,70 ± 0,18	0,93 ± 0,07
	0,3	3,64 ± 0,19	1,2 ± 0,08	1,93 ± 0,14	0,7 ± 0,03
	0,4	2,98 ± 0,03	1,02 ± 0,02	1,68 ± 0,05	0,67 ± 0,03

отмечена для проб из скважины № 195, имеющей наибольшую концентрацию углеводородов C₁₀-C₂₂. Согласно полученным данным, диапазон изменения межфазного натяжения существенно зависит от состава нефти. Он может отличаться в 1,5–2 раза при изменении соотношения легких и тяжелых углеводородов в исследованных образцах на 25 мас. % (определено по методике [2]) для одного и того же раствора ПАВ заданной концентрации.

Фундаментальное свойство ПАВ – способность адсорбироваться на межфазных границах различной природы (жидкость-жидкость, твердое тело-жидкость). Однако в случае твердой поверхности часть

адсорбата теряется, что снижает поверхностную активность вытесняющей жидкости и может привести к гидрофобизации поверхности коллектора и изменению его фильтрационных свойств.

Адсорбцию неионогенного ПАВ из раствора на минерализованной воде и катионсодержащего комплексного ПАВ из раствора на пресной воде изучали в статическом режиме с использованием образцов дезинтегрированного ядра Вишнево-Полянского месторождения. Изотермы адсорбции на границе водный раствор ПАВ-ядро строили после выдержки твердых образцов при комнатной температуре в растворах ПАВ (0,1; 0,2; 0,3; 0,4 мас. %) в течение 24 ч.

Количественные измерения проводили спектрофотометрическим методом на приборе «Shimadzu UV-1800» с величиной абсолютной погрешности по шкале длины волны ± 0,3 нм и коэффициента пропускания ± 1 %. Концентрацию ПАВ в растворе определяли по величине коэффициента светопоглощения с использованием калибровочной кривой по методике [3], после чего рассчитывали адсорбцию Г:

$$\Gamma = \frac{(C_0 - C_c)V}{m}, \quad (2)$$

где C₀ – исходная концентрация ПАВ в растворе; C_c – концентрация ПАВ в растворе через 24 ч; V – объем раствора; m – исходная масса образца ядра. Результаты

представлены на рис. 2. При увеличении концентрации неионогенного ПАВ в растворе от 0,1 до 0,4 мас. % межфазное натяжение на границе с нефтью снижается в два раза. Излом на кривой свидетельствует о начале ассоциации молекул ПАВ. В случае комплексного ПАВ повышение концентрации от 0,1 до 0,4 мас. % не приводит к существенному снижению межфазного натяжения (в пределах 22,4 %), при этом адсорбция возрастает более чем в 3,8 раза.

Для проведения экспресс-оценки ПАВ с учетом адсорбционных потерь предложен комплексный параметр K :

$$K = \frac{\sigma_{c1} - \sigma_{c2}}{\Gamma_{c2} - \Gamma_{c1}}, \quad (3)$$

где σ_{c1} и σ_{c2} – поверхностное натяжение на межфазной границе нефть–раствор ПАВ с концентрацией C_1 и C_2 соответственно; Γ_{c1} и Γ_{c2} – адсорбция на поверхности дезинтегрированного зерна при исходной концентрации C_1 и C_2 после выдержки в течение 24 ч. Рассчитанная величина K для раствора неионогенного ПАВ на минерализованной воде составляет $(5,50 \pm 2,45)$ мН·г/м·мг; для раствора комплексного катионсодержащего ПАВ на пресной воде $(1,10 \pm 0,19)$ мН·г/м·мг.

ВЫВОДЫ

По результатам лабораторных экспериментальных исследований установлено, что для нефтей Вишнево-Полянского месторождения применение ПАВ обеспечивает существенное снижение межфазного натяжения на границе раздела нефть–вытесняющая жидкость. Полученные зависимости величин

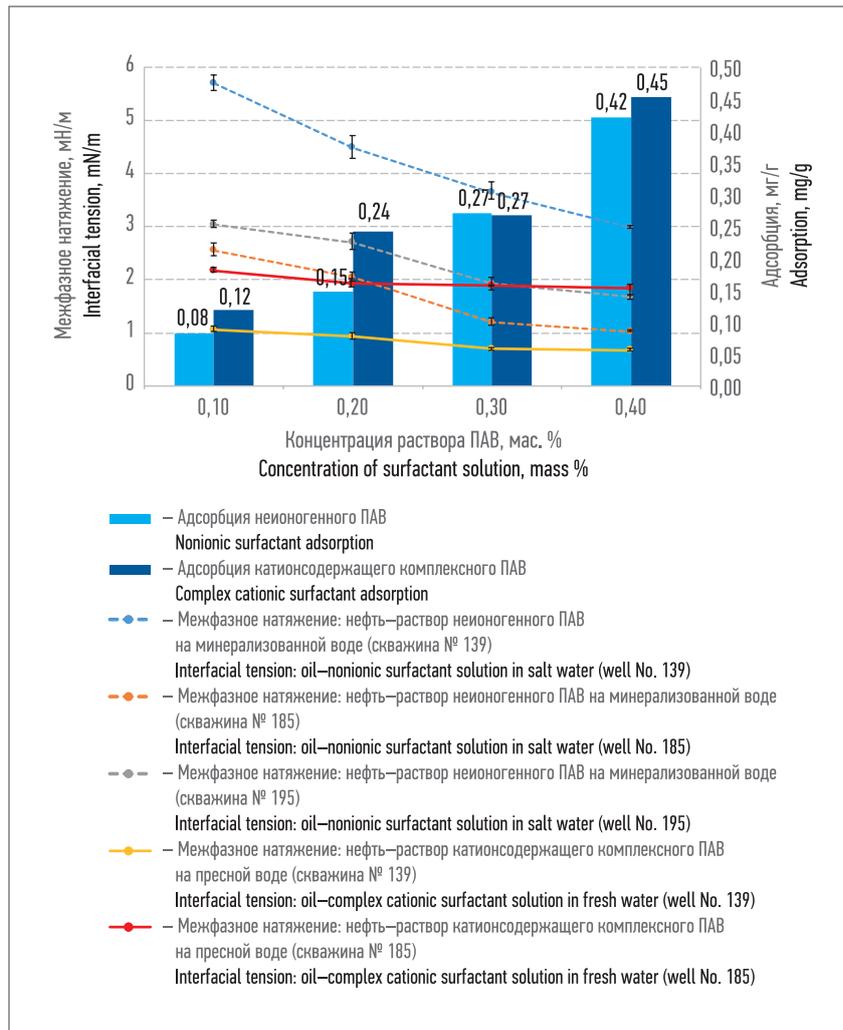


Рис. 2. Изотермы поверхностного натяжения и адсорбции растворов ПАВ
Fig. 2. Surface tension and adsorption isotherms of surfactant solutions

межфазного натяжения и адсорбции от концентрации, природы ПАВ, а также типа растворителя можно использовать для оптимизации технологических процессов увеличения нефтеизвлечения.

Показано, что при выборе типа и концентрации ПАВ необходимо учитывать условия конкретного объекта. Предложен алгоритм исследований и комплексный

параметр для оперативного выбора ПАВ в условиях определенной скважины или участка.

Исследования выполнены в рамках проекта «Создание комплекса технологических решений для увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих высоковязкую нефть», уникальный идентификатор работ RFMEFI61017X0019. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахавудинов Ш.Ф., Хисамов Р.С. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. 292 с.
2. Петрова Л.М. Формирование состава остаточных нефтей. Казань: Фэн, 2008. 204 с.
3. Кравченко И.И., Бабалаян Г.А. Адсорбция ПАВ в процессах добычи нефти. М.: Недра, 1971. 160 с.

REFERENCES

- (1) Ibatullin RR, Ibragimov NG, Takhautdinov ShF, Khisamov RS. *Enhanced Oil Recovery at the Late Stages of Development. Theory. Techniques. Practice.* Moscow: Nedra-Biznesstsentr; 2004. (In Russian)
- (2) Petrova LM. *Formation of Residual Oil Composition.* Kazan: FEN; 2008. (In Russian)
- (3) Kravchenko II, Babalyan GA. *Surfactant Adsorption in Oil Production Processes.* Moscow: Nedra; 1971. (In Russian)



Нефтегазовые проекты: Взгляд в будущее

Международный конкурс молодых ученых



ВТОРОЕ МЕСТО
Валерия Степанова

ООО «Газпромнефть НТЦ»



ЦИФРОВАЯ ПЛАТФОРМА
ДЛЯ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ
И РЕСУРСОВ



ПЕРВОЕ МЕСТО
Вадим Цыганков

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина



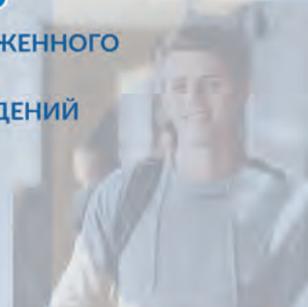
ТЕХНОЛОГИЯ ГРП НА ОСНОВЕ СЖИЖЕННОГО
НЕФТЯНОГО ГАЗА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ
ГАЗОВЫХ И НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



ЦИФРОВАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ
Диана Тыртышова

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

РАЗРАБОТКА СИМУЛЯТОРА
ГАЗОВОГО ТРЕЙДИНГА



ТРЕТЬЕ МЕСТО
Ю Хао

CNOOC Petrochemical Engineering Co., Ltd.

МЕТОД ИСПЫТАНИЯ СНАРЯДНОГО РЕЖИМА
ДВУХФАЗНОГО ТЕЧЕНИЯ, ОСНОВАННЫЙ
НА ХАРАКТЕРИСТИКЕ ЗАТУХАНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ЭХА
ОТ ДВУХФАЗНОГО ЖИДКОСТНОГО ПОТОКА



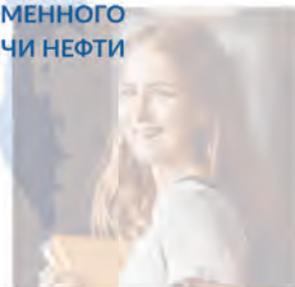


ОБОРУДОВАНИЕ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ
Юрий Дубинов

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина



ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИЙ
И ПРОИЗВОДСТВА ГОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ
КАК ОСНОВА ДЛЯ СОЗДАНИЯ СОВРЕМЕННОГО
И ЭФФЕКТИВНОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НЕФТИ



ЦЕРЕМОНИЯ НАГРАЖДЕНИЯ
СОСТОЯЛАСЬ В РАМКАХ IX ПЕТЕРБУРГСКОГО
МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА



ИННОВАЦИИ В ГЕОМОДЕЛИРОВАНИИ
Файме Хадавимогаддам

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина



РАЗРАБОТКА НОВОГО ПОДХОДА
К ОЦЕНКЕ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ПОРОД
И ФЛЮИДОВ НА ОСНОВЕ МЕТОДОВ
МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ



КОНКУРСНОЕ ЗАДАНИЕ «ЦИФРОВАЯ
РЕВОЛЮЦИЯ – КАКИМИ МЫ ХОТИМ
ВИДЕТЬ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ПРОЕКТЫ
ПО ДОБЫЧЕ И ПЕРЕРАБОТКЕ В БУДУЩЕМ?»

ПЕРВОЕ МЕСТО
**Георгий Пушкарев
Илья Садилов**

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

ПОБЕДИТЕЛИ
КОНКУРСА



ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ БУРОВАЯ УСТАНОВКА

КОНКУРСНОЕ ЗАДАНИЕ «ЦИФРОВАЯ РЕВОЛЮЦИЯ – КАКИМИ МЫ ХОТИМ
ВИДЕТЬ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ПРОЕКТЫ ПО ДОБЫЧЕ И ПЕРЕРАБОТКЕ В БУДУЩЕМ?»

СПЕЦИАЛЬНЫЙ ПРИЗ

Сергей Строкин

Санкт-Петербургский горный университет



МУЛЬТИПРОЦЕССИНГОВОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ОТРАСЛИ.
МОБИЛЬНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ ДЛЯ НЕОТЪЕМЛЕМОЙ
ЧАСТИ БИЗНЕСА В СФЕРЕ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ



КИНЕТИКА КАПИЛЛЯРНОЙ ПРОПИТКИ ПРИ ВСКРЫТИИ БУРЕНИЕМ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ГРАНУЛЯРНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

УДК 622.245.544+622.24.063.2

С.О. Бороздин, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, РФ), borozdin.s@gubkin.ru

В.М. Подгорнов, д.т.н., проф., ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», vpodgornov@bk.ru

Зону проникновения вокруг ствола скважины формируют два фактора: гидравлическая фильтрация и капиллярное впитывание фильтрата низкопроницаемыми гранулярными газонасыщенными коллекторами. В представленной работе исследованы условия, при которых капиллярное впитывание оказывает значимое влияние на формирование зоны проникновения. Результаты получены для препаратов из природных и искусственных кернов различной проницаемости, пористости, водонасыщенности и смачиваемости. Кинетические параметры рассчитали по данным гравиметрического анализа образцов, погруженных в фильтраты буровых растворов с различной поверхностной активностью.

В статье сопоставлены величины скорости проникновения фильтрата буровых растворов, обусловленного перепадом давления (гидродинамической фильтрации), и капиллярного впитывания водной фазы гранулярными коллекторами. Изучено влияние величины поверхностного натяжения на границе смачивающих фаз и породы, типа смачиваемости, пористости и проницаемости гранулярных газо- и нефтенасыщенных образцов породы на кинетику процесса. Показано, что параметры гидродинамического проникновения существенно зависят от перепада давления и свойства фильтрационной корки. Для капиллярного проникновения значимо капиллярное давление. Установлено, что в газонасыщенных гранулярных гидрофильных коллекторах существенное воздействие на формирование зоны проникновения фильтрата оказывает процесс самопроизвольного капиллярного впитывания при проницаемости меньше $1 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2$ и водонасыщенности до 20 %. Максимальная скорость продвижения фронта пропитки может превышать 0,2 м/сут, что в 7 раз больше скорости движения фильтрата под воздействием гидродинамических сил. Образцы с низкой проницаемостью, как правило, характеризуются мелкими размерами поровых каналов, что увеличивает капиллярное давление (фактор, определяющий движущую силу процесса капиллярного впитывания), но снижает скорость капиллярной пропитки (фактор, отражающий затруднения за счет увеличивающихся гидравлических сопротивлений). В результате прямо пропорциональная зависимость скорости капиллярного впитывания от величины капиллярного давления отсутствует.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ФОРМИРОВАНИЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ, ФИЛЬТРАТ БУРОВОГО РАСТВОРА, КАПИЛЛЯРНАЯ ПРОПИТКА, ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ, ЗОНА ПРОНИКНОВЕНИЯ ФИЛЬТРАТА, ПАВ, МЕЖФАЗНОЕ НАТЯЖЕНИЕ, СРЕДНИЙ РАДИУС ПОРОВЫХ КАНАЛОВ.

При вскрытии продуктивного пласта нарушается его устойчивое состояние и формируется зона проникновения в околоствольном пространстве. Наибольшую глубину проникновения в коллектор имеет фильтрат бурового раствора.

Промысловые исследования зоны проникновения фильтрата бурового раствора (ЗПФ) показывают, что ее размеры не всегда соответствуют расчетному объему фильтрата,

проникающему в коллектор при реальных условиях гидродинамической фильтрации через стенку ствола скважины (перепад давления, гидродинамический режим, проницаемость породы, состав и свойства дисперсной фазы и дисперсионной среды и др.). Иногда ЗПФ формируется при отсутствии гидродинамической фильтрации в пласт (депресссионный режим вскрытия коллектора бурением).

Независимое от гидродинамической фильтрации проникновение дисперсионной среды обусловлено физико-химическими процессами на границе раздела пласт – скважина, среди которых, как один из самых значимых, следует выделить капиллярное впитывание. Известно, что интенсивность капиллярного впитывания зависит от величины поверхностного натяжения на границе контактирующих фаз

S.O. Borozdin, National University of Oil and Gas «Gubkin University» (Moscow, the Russian Federation), borozdin.s@gubkin.ru

V.M. Podgornov, D.Eng. SC., Professor, National University of Oil and Gas «Gubkin University», vpodgornov@bk.ru

Kinetics of capillary imbibition when drilling in low-permeable granular reservoirs

There are two factors that form the invasion zone around a wellbore: hydraulic filtering and capillary percolation of the filtrate into the low-permeable granular gas-saturated reservoir. The study examines conditions, in which capillary percolation has a significant impact on the invasion zone formation.

Results are obtained for natural and synthetic core specimens of different permeabilities, porosities, water saturation and wettabilities. Kinetic parameters were calculated based on gravimetric analysis data for samples immersed in mud filtrates with different surface activities.

The article compares the values of invasion rate for different mud filtrates. The invasion is caused by differential pressure (hydrodynamic filtering) and capillary percolation of water phase into the granular reservoirs. The study examines the influence of boundary surface tension (wetting phases/rock), wettability type, porosity, and permeability of granular gas- and oil-saturated rock samples on process kinetics. It is shown that hydrodynamic invasion parameters depend significantly on pressure differential and properties of the filter cake. For capillary percolation, the capillary pressure is significant. It is found that in gas-saturated granular hydrophilic reservoirs, spontaneous capillary percolation has a significant impact on the formation of filtrate invasion zone at permeability less than $1 \cdot 10^{-7}$ mD and water saturation up to 20 %. Maximum rate of imbibition front movement can exceed 0.2 m per day, which is 7 times rate of filtrate influenced by hydrodynamic forces. Low-permeable samples generally have small pore channels, which increases the capillary pressure (determining factor for the driving force of capillary percolation), but reduces the rate of capillary imbibition (factor that reflects difficulties caused by increasing hydraulic resistance). As a result, there is no direct dependence of capillary imbibition rate on capillary pressure value.

KEYWORDS: BOTTOMHOLE ZONE FORMATION, MUD FILTRATE, CAPILLARY IMBIBITION, HYDRODYNAMIC FILTERING, FILTRATE INVASION ZONE, SURFACTANT, INTERFACIAL TENSION, MEDIUM PORE RADIUS.

и породы, типа смачиваемости, размеров капилляров и пор проницаемой среды.

МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЙ И РАСЧЕТА

В работе [1] определена область влияния физико-химических процессов на формирование ЗПФ буровых растворов в призабойной зоне коллектора.

Для оценки значимости капиллярных сил сопоставлены величины скорости проникновения фильтрата бурового раствора в пласт при бурении: под действием капиллярных сил и под влиянием перепада давления. В качестве эталона принята скорость фильтрации бурового раствора на водной основе с минимальной вязкостью через качественную фильтрационную корку при нормированной репрессии. Ее рассчитали по данным моделирования объема выделяющегося фильтрата [2]:

$$Q_f = \frac{k_A}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{h_{\text{фк}}} = \frac{0,707 \cdot 10^{-21} \cdot 2 \cdot 10^6}{0,001 \cdot 0,002} = 7,06 \cdot 10^{-10}, \quad (1)$$

где Q_f – референсная скорость, м³/с; k – проницаемость фильтрационной корки, м²; A – площадь поперечного сечения, м²; μ – вязкость фильтрата, Па·с; ΔP – репрессия на пласт, Па; $h_{\text{фк}}$ – толщина фильтрационной корки, м. С учетом площади фильтрации скорость фильтрационного проникновения для всех природных и искусственных гидрофильных и гидрофобизированных образцов при значении репрессии 2 МПа, толщине фильтрационной корки $2 \cdot 10^{-3}$ м и ее проницаемости $1 \cdot 10^{-18}$ м² составляет порядка 0,20–0,22 м/сут.

Скорость капиллярного проникновения фильтрата бурового раствора в пласт оценили по методике [3]. Экспериментально регистрировали изменение массы образца, насыщенного газом или углеводородной жидкостью и помещенного в фильтрат бурового раствора. Процесс пропитки считали завершённым после стабилизации веса. Объем впитавшегося фильтрата бурового раствора рассчитали по формуле:

$$V = \frac{\Delta m}{\rho_b - \rho_0}, \quad (2)$$

где V – объем фильтрата, м³; Δm – изменение массы образца за счет вытеснения из пор газа или дизельного топлива водой, кг; ρ_b – плотность фильтрата бурового раствора, кг/м³; ρ_0 – исходная плотность насыщающего поры флюида, кг/м³. Далее определили объемную скорость пропитки:

$$Q = \frac{V}{t}, \quad (3)$$

где Q – объемная скорость пропитки, м³/с; t – время пропитки образца до стабилизации массы, с.

При известном «расходе» фильтрата и площади поперечного сечения образца несложно получить линейную скорость капиллярного проникновения фильтрата бурового раствора:

$$v = \frac{Q}{S}, \quad (4)$$

где v – линейная скорость, м/с; S – площадь поперечного сечения образца, м².

Таблица 1. Скорость капиллярной пропитки
Table 1. Capillary imbibition rate

	Пористость, % Porosity, %	Проницаемость, $\times 10^{-15} \text{ м}^2$ Permeability, $\times 10^{-15} \text{ м}^2$	Скорость движения фронта фильтрата, $\times 10^{-2} \text{ м/сут}$ Filtrate front movement rate, $\times 10^{-2} \text{ m/day}$						Бурение с репрессией 2 МПа Ovebalanced drilling 2 MPa	
			Пропитка пресной водой Fresh water imbibition		Пропитка раствором ПАВ (0,1 об. %) Surfactant solution imbibition (0.1 vol. %)		Пропитка раствором ПАВ (0,5 об. %) Surfactant solution imbibition (0.5 vol. %)			
			Газ Gas	Модель нефти Oil model	Газ Gas	Модель нефти Oil model	Газ Gas	Модель нефти Oil model		
Природные Natural	14,7	31,7	138,50	0,27	110,78	0,18	60,95	0,15	21,59	
	11,5	51,3	13,26	0,20	6,61	0,17	9,28	0,11		
	18,8	74	219,70	0,32	131,13	0,18	48,86	0,12		
	17,3	70	46,86	0,19	31,90	0,09	26,90	0,09		
	15,6	74	137,75	0,25	97,26	0,15	70,05	0,14		
	16,4	26,61	5,02	0,01	3,36	0,005	2,47	0,006		
	17,6	53,1	15,30	0,07	10,88	0,021	10,28	0,014		
	15,07	80,57	3,87	0,06	2,70	0,05	3,15	0,03		
	18,47	74,8	34,34	0,08	18,90	0,08	19,41	0,08		
	18,98	77,2	99,32	0,07	61,75	0,06	51,16	0,04		
	12,6	32,57	6,62	0,04	5,26	0,04	4,75	0,01		
16,4	14,83	7,94	0,02	5,96	0,02	6,79	0,007			
Искусственные Synthetic	Гидрофильные Hydrophilic	13,3	23,1	16,7	1,12	13,7	0,83	10,3		0,79
		14,1	35,4	18,3	0,89	15,1	0,74	12,4		0,68
		13,8	41,8	20,7	0,87	17,1	0,86	12,3		0,81
		18,2	44,2	15,1	0,78	11,7	0,89	10,9		0,78
		16,9	48,6	17,0	0,95	12,7	0,5	11,1		0,42
		17,1	57,1	17,7	1,05	12,1	0,77	10,6		0,69
	Гидрофобизированные Hydrophobized	19,5	61,5	11,7	0,071	8,7	0,043	4,9		0,033
		15,9	64,1	12,5	0,074	9,1	0,048	5,2		0,041
		12,1	27,6	17,3	0,094	12,4	0,075	7,8		0,069
		16,1	68,2	15,5	0,076	11,8	0,065	6,3	0,025	
	17,3	43,1	16,1	0,079	10,5	0,063	6,1	0,022		
	14,8	37,2	14,9	0,067	10,1	0,059	5,8	0,038		

Путем сопоставления рассчитанных по (4) величин оценили значимость в формировании ЗПФ гидродинамической фильтрации и скорости капиллярного проникновения.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ

Природные газонасыщенные образцы. При пропитке фильтратом бурового раствора без добавления

поверхностно-активного вещества (ПАВ) среднее значение скорости движения фильтрата составило 0,6071 м/сут, максимальное достигло 2,1970 м/сут, а минимальное – 0,0387 м/сут. Скорость движения фильтрата под воздействием физико-химического градиента оказалась значительно выше, чем скорость движения фильтрата под воздействием перепада давления.

Природные нефтенасыщенные образцы. При пропитке фильтратом бурового раствора без ПАВ средняя скорость движения фильтрата составила 0,0013 м/сут при средней проницаемости порядка $55 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Очевидно, что скорость пропитки в этом случае значительно ниже, чем для газонасыщенных препаратов.

Искусственные образцы. Для учета воздействия на скорость про-

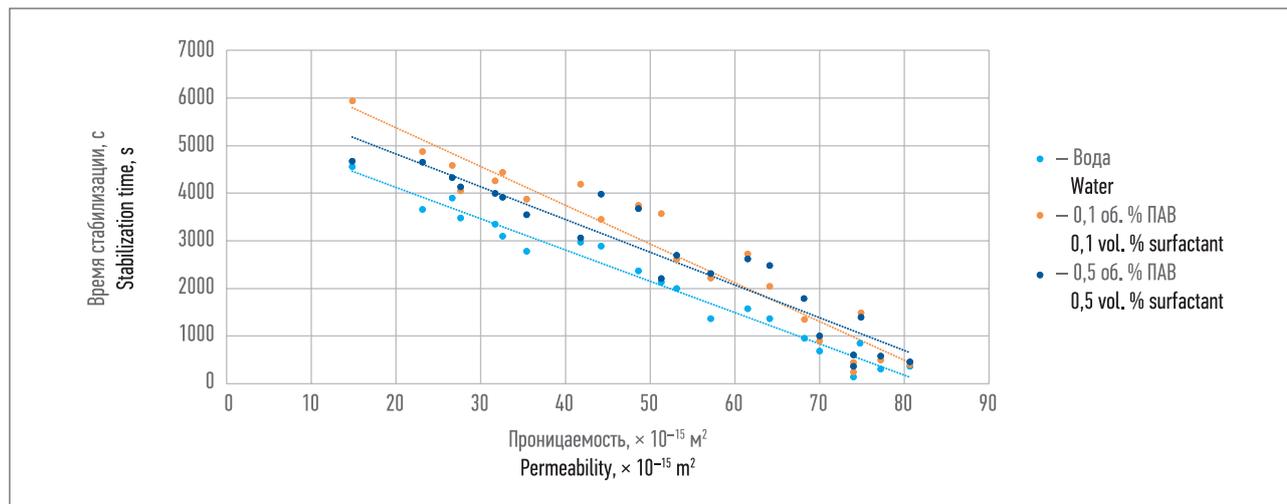


Рис. 1. Зависимость времени стабилизации процесса капиллярной пропитки от проницаемости образцов при различных концентрациях ПАВ в фильтрате
Fig. 1. Dependence of capillary imbibition stabilization time on samples' permeabilities at different surfactant concentrations in the filtrate

питки индивидуальных свойств природных кернов аналогичные опыты провели с искусственным материалом. Часть искусственных образцов была подвергнута процессу гидрофобизации – их выдерживали в течение месяца в дизельном топливе под вакуумом, после чего провели аналогичные тесты. В результате установлено, что при пропитке изначально насыщенную моделью нефти препаратов средняя скорость продвижения фронта составляет 0,0094 м/сут, в то время как для гидрофобизированных кернов она в 12 раз меньше (0,0008 м/сут). В изначально насыщенных газом образцах средняя скорость продвижения фронта – 0,176 м/сут; для гидрофобизированных материалов – 0,147 м/сут.

Изучена зависимость скорости продвижения фронта капиллярной пропитки от поверхностного натяжения на границе раздела фаз «нефть – вода» в качестве одного из технологических факторов геодинамического формирования околоскважинных зон [4].

В случае природных газонасыщенных образцов наличие ПАВ Radiagreen RA (0,1 об. %) на 33 % уменьшает скорость движения фронта: 0,405 м/сут. При увеличении концентрации ПАВ до 0,5 об. %

средняя скорость еще больше снижается и становится на 57 % ниже, чем при отсутствии ПАВ: 0,262 м/сут.

Для насыщенных дизельным топливом природных образцов скорость продвижения фронта пропитки для содержащего 0,1 об. % ПАВ фильтрата составила 0,0009 м/сут, а 0,5 об. % – 0,0007 м/сут. Эти показатели на 33 % и 49 % ниже, чем при отсутствии ПАВ в фильтрате бурового раствора.

Для искусственных образцов керна тенденция остается такой же.

В насыщенных моделью нефти гидрофильных образцах скорость продвижения фронта пропитки при концентрациях ПАВ 0,1 % и 0,5 % составила 0,0076 м/сут и 0,0069 м/сут (на 19 % и 27 % ниже, чем при отсутствии ПАВ). Скорость продвижения фронта пропитки в гидрофобизированных образцах при тех же концентрациях ПАВ на 24 % и 51 % ниже, чем для чистой воды: 0,0006 м/сут и 0,0004·10⁻² м/сут соответственно.

Для гидрофильных насыщенных газом образцов аналогичные величины равны 0,0137 м/сут (-22 %) и 0,113 м/сут (-36 %); для гидрофобизированных – 0,104 м/сут (-29 %) и 0,060 м/сут (-59 %).

Полностью результаты экспериментов представлены в таблице.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Анализ результатов исследований процесса капиллярной пропитки проводили по параметрам «прирост веса образца» и «время стабилизации процесса пропитки».

На рис. 1 изображена зависимость времени стабилизации от проницаемости образцов. Чем выше проницаемость, тем быстрее происходит стабилизация, поскольку поровые каналы быстрее заполняются фильтратом бурового раствора. При снижении проницаемости этот процесс занимает больше времени, поскольку в результате уменьшения среднего радиуса поровых каналов повышается капиллярное давление и растет гидравлическое сопротивление, ограничивающее скорость пропитки. При пропитке водой стабилизация происходит быстрее, чем при пропитке содержащим ПАВ фильтратом бурового раствора.

Другой интегральный параметр капиллярной пропитки – общий прирост веса – в определенной степени зависит от пористости материала (рис. 2). Вес растет приблизительно на 2,0–2,6 г (2,9–6,4 %) при варьировании пористости препаратов в пределах 11,5–19,5 %. В среднем прирост веса выше при пропитке водой без ПАВ ввиду большей величины поверхностного натяжения.

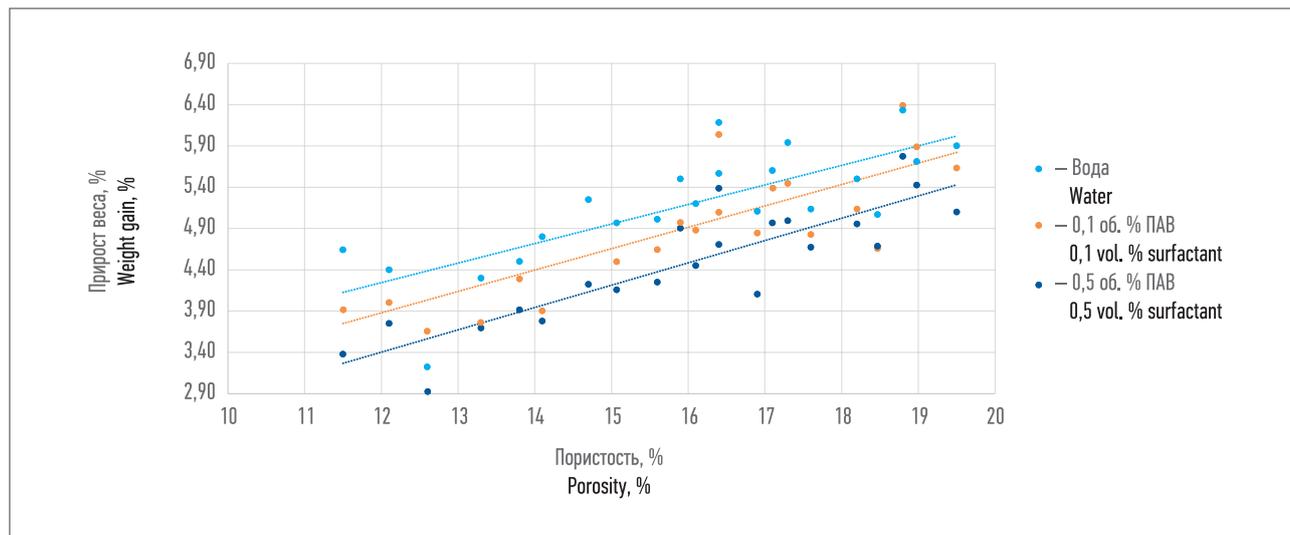


Рис. 2. Зависимость прироста веса при капиллярной пропитке образцов от их пористости при различных концентрациях ПАВ в фильтрате
Fig. 2. Dependence of capillary imbibition stabilization time on samples' porosities at different surfactant concentrations in the filtrate

ВЫВОДЫ

В газонасыщенном гранулярном гидрофильном коллекторе процесс самопроизвольного капиллярного впитывания оказывает существенное воздействие на формирование ЗПФ при его проницаемости до $1 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$ и водонасыщенности до 20 %. Максимальная скорость продвижения фронта пропитки больше 2 м/сут.

Для газонасыщенных гидрофильных пластов величина скорости капиллярной пропитки может в семь раз превышать скорость движения фильтрата под воздействием гидродинамических сил, тогда как для нефтенасыщенных гидрофобных коллекторов она в 200 раз меньше. В насыщенных

моделью нефти образцах процесс самопроизвольной капиллярной пропитки существенно замедляется, но не прекращается полностью. Средняя скорость продвижения фронта составляет порядка 0,01 м/сут.

Введение ПАВ в буровой раствор понижает поверхностное натяжения на границе раздела фаз «нефть – вода», что приводит к падению капиллярного давления и скорости проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. Добавление 0,1 об. % ПАВ позволяет снизить скорость пропитки в среднем на 26 %, а 0,5 об. % ПАВ – на 51 %.

Процесс капиллярной пропитки гранулярного коллектора

определяется величиной капиллярного давления, которое зависит от размера поровых каналов и поверхностного натяжения на межфазной границе. При снижении проницаемости уменьшается средний радиус поровых каналов, что увеличивает капиллярное давление (фактор, определяющий движущую силу процесса капиллярного впитывания); при этом снижается скорость капиллярной пропитки (фактор, отражающий затруднения за счет увеличивающихся гидравлических сопротивлений). В связи с вышесказанным, прямая зависимость скорости капиллярного впитывания от величины капиллярного давления отсутствует. ■

ЛИТЕРАТУРА

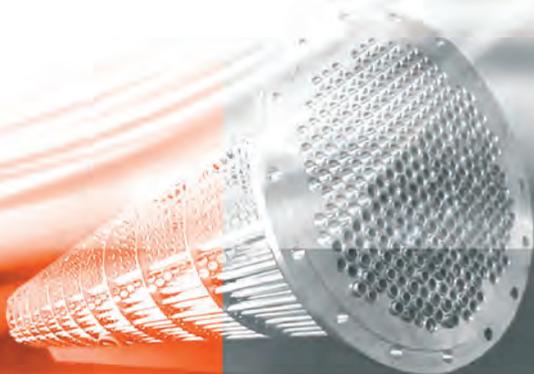
1. Бороздин С.О., Подгорнов В.М. Чувствительность коллектора к физико-химическим процессам при формировании зоны проникновения // Газовая промышленность. 2016. №4 (736). С. 21–25.
2. George B.K., Torres-Verdin C., Delshad M., et al. A Case Study Integrating the Physics of Mud-Filtrate Invasion with the Physics of Induction Logging: Assessment of In-situ Hydrocarbon Saturation in the Presence of Deep Invasion and Highly Saline Connate Water [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPWLA-2003-K> (дата обращения: 10.09.2019).
3. Подгорнов В.М., Ангелопуло О.К., Левицкий А.З., Бороздин С.О. Метод экспериментальных исследований проникновения фильтрата глинистого раствора в низкопроницаемый коллектор // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2011. №4. С. 38–42.
4. Михайлов Н.Н. Информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон. М.: Недра, 1996. 339 с.

REFERENCES

- (1) Borozdin SO, Podgornov VM. Reservoir's sensitivity to physical and chemical processes during formation of an invasion zone. *Gas Industry = Gazovaya promyshlennost'*. 2016; 736(4): 21–25. (In Russian)
- (2) George BK, Torres-Verdin C, Delshad M, et al. A Case Study Integrating the Physics of Mud-Filtrate Invasion with the Physics of Induction Logging: Assessment of In-situ Hydrocarbon Saturation in the Presence of Deep Invasion and Highly Saline Connate Water. Available from: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPWLA-2003-K> [Accessed: 10th September 2019].
- (3) Podgornov VM, Angelopulo OK, Levitsky AZ, Borozdin SO. The method of experimental studies of mud filtrate invasion into low-permeability reservoir. *Reporter of the Association of Drilling Contractors = Vestnik assotsiatsii burovyykh podryadchikov*. 2011; (4): 38–42. (In Russian)
- (4) Mikhaylov NN. *Information-Technology Geodynamics of Borehole Vicinities*. Moscow: Nedra; 1996.

27-29 ОКТЯБРЯ 2020
МОСКВА, МВЦ «КРОКУС ЭКСПО»

HEAT&POWER



Самая крупная по количеству участников в России и СНГ выставка промышленного котельного, теплообменного, электрогенерирующего оборудования и трубопроводных систем для тепловых сетей



- Более **300** брендов ведущих мировых производителей

- Более **6800** посетителей – конечных потребителей и дилеров продукции для теплоэлектроснабжения предприятий

Организатор



Международная
Выставочная
Компания

+7 (495) 252 11 07
heatpower@mvk.ru

Забронируйте стенд
heatpower-expo.ru

МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ КРУПНОТОННАЖНЫХ ЕМКостей ДЛЯ ХРАНЕНИЯ СПГ

УДК 665.725:669.15-194.2

И.П. Шабалов, д.т.н., «Ассоциация производителей труб» (Москва, РФ), info@pipeintech.com

В.Я. Великоднев, д.т.н., ООО «Центр экспертизы трубопроводных систем и инжиниринга» (Москва, РФ), velikodnev@cepse.ru

С.Ю. Настич, д.т.н., ООО «Центр экспертизы трубопроводных систем и инжиниринга», snastich@cepse.ru

В последние годы наблюдается стремительный рост мирового рынка сжиженного природного газа. Развитие его крупнотоннажного производства в России тормозит отсутствие собственной технологии сжижения, специального оборудования и металлопродукции из криогенных сталей. В работе представлен обзор сталей и сплавов с акцентом на их потенциал в производстве резервуаров для хранения сжиженного природного газа: стандартных конструкционных сталей, ферритных сталей с легированием порядка 9 мас. % никеля, нержавеющей аустенитных сталей, никелевых и алюминиевых сплавов. Отмечено, что выбор материала определяется конструкцией емкостей (танков). Описаны современные спецификации производства высокопрочных и хладостойких легированных никелем сталей, включающие термическую и термомеханическую обработку. Рассмотрен опыт отечественного производства сталей типа «ОН9». Показано, что современные технологии позволяют обеспечить для проката из стали с 9 мас. % никеля толщиной 10–50 мм величину работы удара при $-196\text{ }^{\circ}\text{C}$ 180–200 Дж и полностью вязкий излом, что достигается благодаря дисперсной структуре материала с превышающим 10 мас. % содержанием остаточного (ревертированного) аустенита.

Предложен оптимальный путь развития отечественной отрасли производства сжиженного природного газа – объединение и наращивание компетенций газовой, металлургической, трубной и машиностроительной отраслей на базе ПАО «Газпром», имеющего успешный опыт по созданию крупных инфраструктурных объектов. Для успешной реализации этого проекта необходимо создание специализированного департамента.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, СПГ, ПРОИЗВОДСТВО, ХРАНЕНИЕ, РЕЗЕРВУАРЫ, СУДА-ГАЗОВОЗЫ, КРИОГЕННЫЕ СТАЛИ, НИКЕЛЕВЫЕ СТАЛИ, НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ ВЯЗКОСТЬ.

Природный газ (ПГ) в обозримой перспективе остается одним из важнейших ресурсов для энергетики и промышленности, при этом большое значение имеет вопрос его эффективной транспортировки. Поставки ПГ осуществляются двумя способами: по магистральным газопроводам (МГП) и в виде сжиженного природного газа (СПГ). В настоящее время доля СПГ в мире превышает 25 % от потребностей в ПГ, а к 2035 г. прогнозируется ее рост до 50 % [1]. Сжиженный природный газ перевозят на судах-газовозах емкостью более 250 тыс. м³, далее авто- и железнодорожным транспортом, за счет чего достигается гибкость логистики.

При транспортировке его можно использовать в качестве экологичного моторного топлива.

Температура сжижения СПГ («рабочая температура») составляет $-164\text{ }^{\circ}\text{C}$ [1–3]. Его хранят в крупнотоннажных емкостях объемом 170–230 тыс. м³. Конструкция резервуаров – самонесущая или мембранная – определяет толщину контактирующего с СПГ материала, который должен сочетать прочность и устойчивость к воздействию низких температур.

Наиболее сложное и металлоемкое оборудование для систем СПГ – это спиральновитые теплообменники, крупнотоннажные емкости хранения, а также суда-газовозы с криогенными танками.

К настоящему времени имеются проверенные на практике проектные решения конструкций хранилищ для заводов и терминалов:

- подземные хранилища с мембранными стенками внутреннего резервуара из сплава «Инвар» или нержавеющей аустенитных сталей типа «08-12X18H10»;

- наземные хранилища с самонесущими стенками значительной толщины (10–50 мм) из нержавеющей ферритной стали с содержанием никеля 9 мас. % (9%Ni) или аустенитной стали [2].

Разработаны и протестированы конструкции танков-отсеков для судов-газовозов самонесущего и мембранного типов [2, 3].

I.P. Shabalov, D.Eng.Sc., Association of pipe manufacturers (Moscow, the Russian Federation),
info@pipeintech.com

V.Ya. Velikodnev, D.Eng.Sc., 000 Centre for Expertise of Pipeline Systems and Engineering
(Moscow, the Russian Federation), velikodnev@cepse.ru

S.Yu. Nastich, D.Eng.Sc., 000 Centre for Expertise of Pipeline Systems and Engineering, snastich@cepse.ru

Materials for LNG bulk containers

Over the past few years, the global market of liquefied natural gas has been rapidly growing. The lack of domestic liquefaction technology, special equipment, and metal products made of cryogenic steels, impedes the development of its large-scale production in Russia.

The study presents an overview of steels and alloys with focusing on their potentials in production of reservoirs for liquefied natural gas storage: standard structural steels, about 9 mas. % nickel alloy ferrite steels, austenitic stainless steels, nickel and aluminum alloys. It is noted that material selection is defined by the design of tank. Modern production specifications are described for high-strength and cold resistant nickel alloy steels, including heat and thermo-mechanical treatment. The experience of domestic 0H9 type steels production is considered. It is shown that advanced technologies allow to ensure striking energy of 180–200 kJ at –196 °C and fully ductile fracture for 10–50 mm thick rolled steel with 9 mas. % nickel. This is achieved because of the dispersed structure of the material, where reverted austenite content exceeds 10 mas. %. The best way is suggested to develop the domestic industry of liquefied natural gas production: combining and enhancing expertise in gas, metallurgy, pipe and engineering industries on the basis of Gazprom PJSC, which has successful experiences in creating large infrastructure facilities. Successful implementation of this project requires creating a specialized department.

KEYWORDS: LIQUEFIED NATURAL GAS, LNG, PRODUCTION, STORAGE, RESERVOIRS, GAS CARRIER VESSELS, CRYOGENIC STEELS, NICKEL STEELS, LOW-TEMPERATURE VISCOSITY.

Проектирование и реализацию крупных СПГ-проектов (заводов) российские нефтегазовые компании проводят в рамках совместных предприятий с зарубежными партнерами, имеющими соответствующий опыт: ПАО «Газпром» и концерн Shell («Сахалин-2»); ПАО «НОВАТЭК», Total S.A. и China National Petroleum Corporation («Ямал СПГ», «Арктик СПГ 2»); ПАО «НК «Роснефть» и Exxon Mobil Corp. В этих проектах используются зарубежные технологии сжижения, импортные спиральновитые теплообменники и другое сложное оборудование. Емкости для хранения построены из металлопроката зарубежного производства по спецификациям [4, 5]. В то же время при создании ПАО «Газпром» отечественной системы МГП, металлургическими и трубными заводами РФ получен опыт по материаловедческому обеспечению, проектированию, строительству и эксплуатации крупных объектов, что позволяет дать оптимистичный прогноз на развитие отрасли СПГ за счет внутренних ресурсов российских производителей.

МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА, ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВКИ СПГ

Обзор материалов с акцентом на их потенциал в отрасли СПГ представлен в работах [2, 3].

Ниже перечислены основные требования к таким материалам:

- прочность при нормальных условиях;
- низкотемпературная вязкость в диапазоне от –164 до –196 °C (свойство, предотвращающее вязкое разрушение при «рабочих температурах» [3]);
- свариваемость.

Вязкость материала при криогенных температурах сохраняется при отсутствии вязко-хрупкого перехода (порога хладноломкости) либо определенном уровне ударной вязкости (KCV) или работы удара (KV).

Стандартные конструкционные стали («09Г2С» и др.) имеют высокую прочность, но не отвечают требованиям по вязкому разрушению, поскольку для материалов с объемноцентрированной кристаллической (ОЦК) решеткой в области отрицательных температур характерно резкое повышение

предела текучести и снижение вязкости и пластичности вследствие отсутствия плоскостей скольжения.

Ферритная сталь с легированием 9%Ni («0H9», A533–1 [4], X7Ni9 [5]) – единственная из сталей с ОЦК-решеткой, которая имеет вязкий характер разрушения при криогенных температурах и при этом высокую прочность при нормальной температуре. Эти свойства обеспечивает специфическая кристаллическая структура, которая, помимо отпущенного мартенсита и бейнита, содержит небольшое количество (порядка 10 мас. %) остаточного/ревертированного аустенита. При относительно небольшом содержании никеля по химическому составу эти стали близки к низколегированным строительным и трубным. Технология обработки позволяет изготавливать их прокат на крупных металлургических предприятиях, а не на специализированных заводах, что снижает себестоимость производства.

Стали и сплавы с гранецентрированной кубической (ГЦК) кристаллической решеткой («08X18H10» (AISI 304), «12X18H10T» (AISI 321H),

Таблица 1. Требования к химическому составу криогенной 9%Ni-стали
Table 1. Requirements for 9%Ni steel chemistry

Спецификация Specification	Содержание элементов, мас. % Element content, mas. %											
	C	Si	Mn	P	S	Al	Mo	Nb	Ni	V	Ti	Cr + Cu + Mo
X7Ni9 [5]*	≤ 0,10	≤ 0,35	0,30–0,80	≤ 0,015	≤ 0,005	–	≤ 0,10	–	8,50–10,00	≤ 0,01	–	≤ 0,50
A553-1 [4]**	≤ 0,13	0,15–0,40	≤ 0,90	≤ 0,035	≤ 0,035	–	+	+	8,50–9,50	+	+	+

* *Примечание.* Не перечисленные в таблице элементы недопустимо добавлять в сталь без согласования с заказчиком, за исключением случаев, когда это необходимо для завершения разливки.

* *Note.* It is unacceptable to add elements not specified in the table in steel without the Customer's agreement, except for cases where it is necessary for casting completion.

** *Примечание.* По техническим условиям [8] допускаются добавки Cr, Cu, Mo, Nb, V, Ti.

** *Note.* Specifications [8] permit the following additives: Cr, Cu, Mo, Nb, V, Ti.

Таблица 2. Механические свойства проката из криогенной стали 9%Ni
Table 2. Mechanical properties of 9%Ni cryogenic rolled steel

Специфика- ция Specification	$\sigma_{0,2}^*$, Н/мм ² $\sigma_{0,2}^*$, N/mm ²	σ_b , Н/мм ² σ_{ts} , N/mm ²	Относительное удлинение, % Percentage elongation	KV(-196 °C), Дж KV(-196 °C), J	KV(-170 °C), Дж KV(-170 °C), J
X7Ni9 [5]	≥ 585 ≥ 575 (толщина проката 30–50 мм) ≥ 585 ≥ 575 (30–50 mm thickness)	680–820	18	≥ 80 (поперек) ≥ 100 (вдоль) (KCV ≥ (1,00–1,25)·10 ⁶ Дж/м ²) ≥ 80 (across the grain) ≥ 100 (with the grain) (KCV ≥ (1,00–1,25)·10 ⁶ J/m ²)	≥ 90 (поперек) ≥ 110 (вдоль) (KCV ≥ (1,125–1,375)·10 ⁶ Дж/м ²) ≥ 90 (across the grain) ≥ 110 (with the grain) (KCV ≥ (1,125–1,375)·10 ⁶ J/m ²)
Ni9 A553 Type 1 [4]	≥ 585	690–825	≥ 20**	≥ 27 (поперек) ≥ 34 (вдоль) (KCV ≥ (0,340–0,425)·10 ⁶ Дж/м ²) ≥ 27 (across the grain) ≥ 34 (with the grain) (KCV ≥ (0,340–0,425)·10 ⁶ J/m ²)	–

* *Примечание.* $\sigma_{0,2}$ – предел текучести; σ_b – временное сопротивление; KV – работа удара; KCV – ударная вязкость.

* *Note.* $\sigma_{0,2}$ – yield point; σ_{ts} – tensile strength; KV – striking energy; KCV – impact toughness.

** *Примечание.* Испытания проводятся на образцах с расчетной длиной два дюйма (0,05 м).

** *Note.* Test samples with gage length of 2 inches (0.05 m) are used.

«03X17H14M3» (AISI 316L) и др.), никелевые («Инвар») и алюминиевые сплавы (российские «АМг 1520», «АМг 1530», «АМг 1550», «АМг 1560»; AW-5083 (США)), обладают способностью обеспечивать вязкий характер разрушения при низких и криогенных температурах [3]. Нержавеющие аустенитные стали используются как в виде листового проката и трубной продукции (сварных и бесшовных труб, фитингов), так и в виде тонких полос (порядка 0,5–3,0 мм, иногда до 8,0 мм) для мембранных конструкций. Повышение их изначально низкого значения предела текучести достигается дополнительным легированием и (или) холодной де-

формацией. Алюминиевые сплавы применяются в виде листов, плит и горячепрессованных профилей. Материалы данной группы имеют высокую стоимость легирования, требуют особых режимов и оборудования для выплавки и обработки, что в целом делает нерентабельным их использование в крупных и массивных конструкциях. «Инвар» имеет близкий к нулевому коэффициент линейного расширения в интервале температур от 0 до –196 °C и используется для мембранных резервуаров. Производство тонких полос из этого сплава исторически сосредоточено во Франции. Оно требует тщательного соблюдения технологического процесса, специального

прокатного оборудования и оборудования для термообработки. Изделия выпускаются адресно под конкретный объект.

Как упоминалось ранее, выбор материала определяется конструкцией емкости для хранения или танка. На производящих СПГ заводах емкости наземного типа обычно имеют самонесущую конструкцию внутреннего резервуара, который изготавливается из листовых заготовок нержавеющей аустенитной или ферритной 9%Ni-стали толщиной 8–50 мм, уменьшающейся от нижнего яруса к верхнему. Емкости подземного (заглубленного) типа, как правило, имеют мембранную конструкцию внутреннего резервуара и изготов-

Таблица 3. Основные характеристики изготавливаемого по технологии ТМО проката из криогенной стали (механические свойства измерены в поперечном направлении) [6]

Table 3. Key characteristics of cryogenic rolled steel manufactured using TMT technology (mechanical properties measured across the grain) [6]

Спецификация Specification	Технология производства Production technology	Содержание Ni, мас. % Ni content, mas. %	$\sigma_{0,2}$, Н/мм ² $\sigma_{0,2}^*$, N/mm ²	σ_b , Н/мм ² σ_{ts} , N/mm ²	KV(-196 °C), Дж KV(-196 °C), J	
[9]	Класс 9 Grade 9	ТМО – I – 0 ПЗ (- I) – 0	6,0–7,5	≥ 585	690–825	≥ 27 (KCV ≥ 0,34·10 ⁶ Дж/м ²)
	Класс 10 Grade 10	ТМТ*–I–Т DQ–(-I)–Т	6,0–7,5	≥ 620	750–885	≥ 27 (KCV ≥ 0,34·10 ⁶ Дж/м ²)
[7]	SL7N590	ТМО (- I) – 0; ПЗ (- I) – 0 ТМТ(-I)–Т DQ–(-I)–Т	6,0–7,5	≥ 590	690–830	≥ 41 (KCV ≥ 0,51·10 ⁶ Дж/м ²) ≥ 41 (KCV ≥ 0,51·10 ⁶ Дж/м ²)
	SL9N590	З – 0 Q–Т	8,5–9,5			

* Note. TMT – thermo-mechanical treatment; I – intermediate stage; T – tempering; DQ – direct quenching.

ливаются из нержавеющей аустенитных сталей и сплава «Инвар» малой толщины, а их наружный корпус – из преднапряженного железобетона или углеродистой стали. Танки судов-газовозов самонесущего типа (сферические – тип Moss, призматические – тип IHI) производят из нержавеющей аустенитных сталей, 9%Ni-стали или алюминиевых сплавов, а мембранные – из «Инвара» (тип GazTransport с плоскими стенками) или нержавеющей стали (тип Technigaz с гофрированными стенками) [2].

Помимо проката из криогенных сталей в СПГ-проектах используется значительная номенклатура трубной продукции (трубы и фитинги) из нержавеющей аустенитных сталей. При этом трубы часто имеют нестандартные типоразмеры, например, бесшовные трубы с малой толщиной стенки (условный диаметр (Ду) 350 мм, толщина 4 мм), а также электросварные трубы достаточно большого диаметра (Ду 750 мм, толщина 6 мм). Термоизолированная система «труба в трубе» для перекачки криогенных газов, как правило, имеет конструкцию с внутренней трубой из гладких цельнотянутых или сварных труб из нержавеющей стали типа «12X18N10Т» или сплава «Инвар», наружного кожуха из нержавеющей или углеродистой стали и тепловой экранно-ваку-

умной изоляцией или засыпкой порошка (аэрогеля или перлита). В качестве внутренней допустимо использование сварной трубы из криогенной 9%Ni-стали.

Крупнотоннажные емкости для хранения СПГ на заводах и терминалах имеют объем до 170–230 тыс. м³. Для самонесущей конструкции внутреннего резервуара требуется значительная толщина стенки, особенно в нижнем ярусе (до 30–50 мм). Очевидно, что в мировой практике при производстве емкостей хранения СПГ такого типа наиболее востребованы 9%Ni-стали.

9%NI-СТАЛИ ДЛЯ КРУПНЫХ ЕМКОСТЕЙ ХРАНЕНИЯ СПГ

В мировой практике применяются 9%Ni-стали с повышенным значением предела текучести $\sigma_{0,2} \geq 585$ Н/мм² и временного сопротивления $\sigma_b \geq 690$ Н/мм² [6], такие как А553–1 [4], Х7Ni9 [5], а также их аналог SL9N590 [7]. Требования к химическому составу и механическим свойствам этих сталей представлены в табл. 1, 2. Согласно спецификациям технологии производства проката из А553–1 включает закалку (З) и отпуск (О). Для увеличения количества ревертированного аустенита и повышения хладостойкости проката при криогенных температурах иногда вводят промежуточную стадию (I) – нагрев до температу-

ры, лежащей в пределах области полиморфного перехода $\alpha \rightarrow \gamma$ на фазовой диаграмме («межкритической температуры»). Стали Х7Ni9 получают в режиме З – 0.

Успешное освоение технологии термомеханической обработки (ТМО) низколегированных сталей послужило базисом для создания новых спецификаций производства криогенных материалов с содержанием никеля 6–9 мас. % (табл. 3). Закалку после горячей прокатки заменяют на ТМО, включающую термомеханическую прокатку с ускоренным охлаждением или прямую закалку (ПЗ), последующую возможную промежуточную обработку и отпуск: ТМО (- I) – 0 или ПЗ (- I) – 0. Технологии опробованы ведущими мировыми производителями [6, 10]. В отечественной практике успешные лабораторные испытания по изготовлению проката из 9%Ni-стали с разными типами микролегирующих добавок (Ti, Nb + Mo, Ti + Mo) показали ее перспективность [11].

В обобщенном виде соотношение минимальных значений $\sigma_{0,2}$ при комнатной температуре и KV при температуре испытаний –196 °C по разным спецификациям представлено на рис. 1. Самые высокие требования KV для стали с $\sigma_{0,2} \geq 585$ МПа при –196 °C указаны в [5] (KV ≥ 80 Дж в поперечном направлении, KV ≥ 100 Дж в продольном направлении). Нормы по проч-

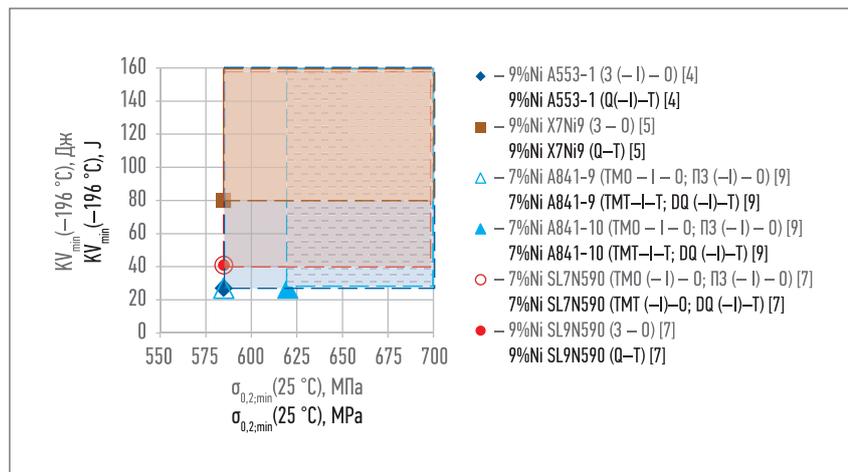


Рис. 1. Соотношение минимальных значений предела текучести и работы удара в поперечном направлении по разным спецификациям для криогенной легированной стали

Fig. 1. Minimum yield point/striking energy ratio (across the grain) according to different specifications for cryogenic alloy steel

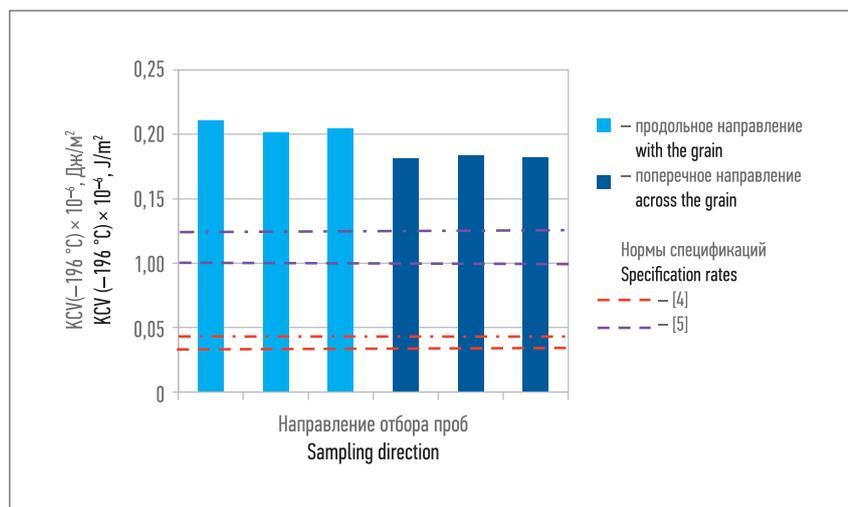


Рис. 2. Ударная вязкость проката из 9%Ni-стали в продольном и поперечном направлении

Fig. 2. Impact toughness of 9%Ni rolled steel with and across the grain

ности и KV для стали с содержанием никеля 7 мас. % (7%Ni) аналогичны стандартам для 9%Ni-стали, что обуславливает необходимость более интенсивных режимов ее обработки (например, ТМО – ПЗ – 0). При этом для проката толщиной 10–50 мм можно достичь уровня $KV(-196\text{ }^\circ\text{C}) \geq 180\text{--}200$ Дж [6, 10].

ПРОИЗВОДСТВО 9%Ni-СТАЛЕЙ НА РОССИЙСКИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

В российской металлургии имеется опыт промышленного производства листового проката из 9%Ni-стали марок «0Н9»

и «0Н9Б» (ПАО «Северсталь») [12], а также сталей «0Н6» и «0Н6Б» с содержанием никеля 6–7 мас. % (ОАО «Уральская сталь») [13, 14]. Прокат из стали типа «0Н9» должен обладать следующими механическими параметрами: $\sigma_{0.2} \geq 480$ Н/мм², $\sigma_b \geq 690$ Н/мм², $KCV(-170\text{ }^\circ\text{C}) \geq 75 \cdot 10^4$ Дж/м², $KCV(-196\text{ }^\circ\text{C}) \geq 60 \cdot 10^4$ Дж/м².

Производство толстолистового проката из современной 9%Ni-стали на «Стане-5000» и дальнейшая отработка технологии для «Стана-2800» были освоены одним из лидеров российской

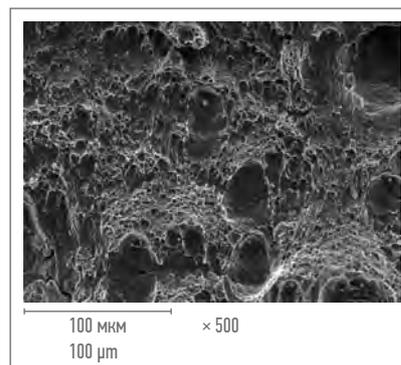


Рис. 3. Фотография поверхности излома образца 9%Ni-стали после испытаний на ударный изгиб при $-196\text{ }^\circ\text{C}$ в области распространения трещины

Fig. 3. Picture of 9%Ni steel sample's fracture area after the blow-bending test at $-196\text{ }^\circ\text{C}$, in the crack propagation area

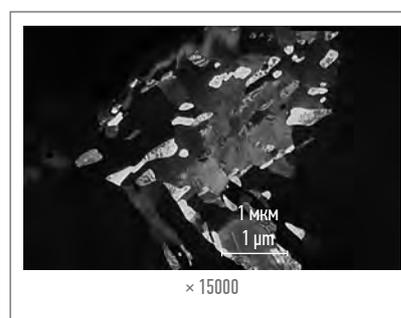


Рис. 4. Тонкая структура образца 9%Ni-стали, разрушенного при $-196\text{ }^\circ\text{C}$: светлые островки – остаточный/ревертированный аустенит (просвечивающая электронная микроскопия, темное поле в рефлексе аустенита)

Fig. 4. Fine structure of 9%Ni steel sample that was destructed at $-196\text{ }^\circ\text{C}$: light areas are reverted austenite (transmission electron microscopy, dark area is in austenite reflex)

металлургии ПАО «Северсталь» еще в 2017 г. [15]. Высокотемпературный «Стан-5000» (ПАО «Северсталь», г. Колпино) имеет установку ускоренного охлаждения, что позволяет использовать не только технологию горячей прокатки с последующей термообработкой, но также и эффективную технологию ТМО (ТМО – ПЗ – 0). Это открывает перспективы освоения производства отечественного проката из криогенных сталей как по традиционным [4, 5], так и по современным, включающим ТМО, спецификациям [9, 16].

Результаты собственного исследования образцов металлопроката из 9%Ni-стали (методики [4, 5]) показали, что для листов толщиной 26 мм с $\sigma_{0,2} \geq 585$ Н/мм² достигнуты высокий уровень и хорошая стабильность значений низкотемпературной вязкости металла при -196 °С ($KV \geq 120$ Дж или $KCV \geq 1,5 \cdot 10^6$ Дж/м²) (рис. 2) при полностью вязком изломе образцов (рис. 3). Целевые свойства листов получены благодаря структуре стали с превышающим 10 мас. % содержанием остаточного (ревертированного) аустенита (рис. 4).

Полученные данные свидетельствуют о высоком потенциале предприятий – лидеров российской металлургии для освоения производства 9%Ni-сталей. Важно отметить, что такая работа должна проводиться в сотрудничестве с производителями металлопроката, проектирующей организацией и органами по сертификации продукции ([17] для объектов ПАО «Газпром»).

ФОРМИРОВАНИЕ И АККУМУЛИРОВАНИЕ КОМПЕТЕНЦИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЯМ, ПРОЕКТАМ И МАТЕРИАЛАМ ДЛЯ СПГ

Для создания СПГ-производств и сбыта продукции необходимы следующие основные активы и компетенции:

- значительная ресурсная база (месторождения) в районе заводов;
- эффективные технологии сжижения газа;
- проектирование и создание оборудования (теплообменников) и сооружений (емкостей для хранения);
- широкий ассортимент проката и трубной продукции из криогенных или нержавеющей сталей;
- терминалы погрузки-разгрузки и регазификации;
- суда-газовозы.

Вариант развития технологий хранения и транспортировки сжиженного газа в России предлагался в работе [18] на основе инженеринговой компании в форме госу-

дарственно-частного партнерства. Следует отметить, что развитие российской металлургии и нефтехимического машиностроения в значительной мере связано с обеспечением новыми видами продукции потребностей ПАО «Газпром» и его дочерних обществ для нужд добычи и транспортировки природного газа. ПАО «Газпром» имеет успешный опыт по созданию крупных инфраструктурных объектов, таких как протяженные МГП. Учитывая важность освоения широкой номенклатуры проката и трубной продукции для СПГ-производств, рациональным представляется развитие СПГ-отрасли в России на базе ПАО «Газпром» путем объединения и наращивания компетенций газовой, металлургической, трубной и машиностроительной отраслей, что требует создания специализированного департамента.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Поскольку крупнотоннажные емкости для хранения СПГ представ-

XIV техническая конференция и выставка

Oil TERMINAL 2019

НЕФТЯНЫЕ ТЕРМИНАЛЫ И НЕФТЕБАЗЫ:

эксплуатация, модернизация, развитие

14 – 15 ноября, Санкт-Петербург

WWW.OILTERMINAL.ORG

Организатор:  VOSTOCK CAPITAL



Арина Николаева

Заведующий лабораторией экологии и рационального природопользования, «НИИ Транснефть»



Алексей Стекляников

Первый заместитель Генерального директора, Новороссийский мазутный терминал



Михаил Жевец

Директор нефтерайона, ПАО «Новороссийский Морской Торговый Порт»



Сергей Конин

Генеральный директор, Арктический транспортно-промышленный узел «Архангельск»



Партнеры и спонсоры:

Золотые спонсоры:



Бронзовые спонсоры:



+44 (207) 394-30-90 (Лондон)
+7 (495) 109 9 509 (Москва)
events@vostockcapital.com
WWW.OILTERMINAL.ORG

ляют собой наиболее металлоемкие сооружения, выбор материала для них имеет большое значение. Для емкостей самонесущего типа перспективны высокопрочные 9%Ni-стали ($\sigma_{0,2} \geq 585$ Н/мм² и $\sigma_b \geq 690$ Н/мм²) с гарантированной вязкостью при -196 °С.

Криогенные 9%Ni-стали могут изготавливаться и поставляться по спецификациям, предусматривающим использование эффективной технологии ТМО с ПЗ, при этом на сталях с пониженным содержанием никеля (6,0–7,5 мас. %) достигаются механические свой-

ства, аналогичные характеристикам сталей с 8,5–9,5 мас. % Ni. Современные технологии производства 9%Ni-стали позволяют получать прокат большой толщины (до 50 мм), высокой хладостойкости ($KCV (-196$ °С) $\geq 1,5 \cdot 10^6$ Дж/м²) при полностью вязком изломе. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Майорец М., Симонов К. Сжиженный газ – будущее мировой энергетики. М.: Альпина паблишер, 2013. 360 с.
2. Лавренченко Г.К., Копытин А.В. Криогенные комплексы производства и отгрузки СПГ, его приема, хранения и регазификации в системе международной торговли // Технические газы. 2010. № 3. С. 2–19.
3. Горынин И. В., Легостаев Ю.Л., Осокин Е. П. Проблемы морской транспортировки сжиженного природного газа. Материалы для танков судов-газовозов // Судостроение. 2009. № 5. С. 32–39.
4. ASTM A553. Standard Specification for Pressure Vessel Plates, Alloy Steel, Quenched and Tempered 7, 8 and 9 % Nickel [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
5. DIN EN 10028-4:2017-10. Flat Products Made of Steels for Pressure Purposes – Part 4: Nickel Alloy Steels with Specified Low Temperature Properties [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
6. Kagaya T., Furuya H., Kamo T., et al. New Steel Plate for LNG Storage Tank // Nippon Steel & Sumitomo Metal Technical Report, 2015, No. 110, P. 36–42.
7. JIS G 3127. Nickel Steel Plates for Pressure Vessels for Low Temperature Services [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
8. ASTM A20/A20M-19. Standard Specification for General Requirements for Steel Plates for Pressure Vessels [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
9. ASTM A841/A841M-17. Standard Specification for Steel Plates for Pressure Vessels, Produced by Thermo-Mechanical Control Process (TMCP) [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
10. JFE Steel Corporation. 9% Ni Steel with High Brittle Crack Arrestability [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.jfe-steel.co.jp/en/research/report/011/pdf/011-07.pdf> (дата обращения: 07.10.2019).
11. Матросов М.Ю., Зикеев В.Н., Мартынов П.Г. и др. Разработка перспективных образцов криогенных сталей для газовозов и стационарных танков-хранилищ сжиженного природного газа, предназначенных для использования в условиях Арктики // Арктика: экология и экономика. 2016. № 4 (24). С. 80–89.
12. ПАО «Северсталь». ТУ 14-105-737-2004. Трубы стальные электросварные прямошовные круглого и профильного сечения [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
13. Шаров Б.П., Зикеев В.Н., Гладштейн Л.И. Свойства стали ОН9 для криогенной техники // Сталь. 1988. № 3. С. 76–78.
14. Шахпазов Е.Х., Зикеев В.Н. Экономнолегированная особохладостойкая сталь для резервуаров хранения и транспортировки сжиженного природного газа // Metallurg. 2006. № 4. С. 63–65.
15. Металлоснабжение и сбыт. Северсталь освоила производство криогенной стали [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.metainfo.ru/ru/news/92107> (дата обращения: 07.10.2019).
16. ASTM A844/A844M-09(2015). Standard Specification for Steel Plates, 9 % Nickel Alloy, for Pressure Vessels, Produced by the Direct-Quenching Process [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
17. Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Система добровольной сертификации ИНТЕРГАЗСЕРТ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.intergazcert.ru/> (дата обращения: 07.10.2019).
18. Ханухов Х.М. Перспективы развития отечественного изотермического резервуаростроения // Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2017. № 1 (29). С. 241–248.

REFERENCES

- (1) Mayorets M, Simonov K. *Liquefied Gas – the Future of World Power Engineering*. Moscow: Alpina Publisher; 2013. (In Russian)
- (2) Lavrenchenko GK, Kopytin AV. Cryogenic complexes of LNG production and uploading, its acceptance, storage and regasification in the international trade system. *Industrial Gases = Tekhnicheskie gazy*. 2010; (3): 2–19. (In Russian)
- (3) Gorynin IV, Legostaev Yul., Osokin YeP. Challenges of sea transport of liquefied natural gas. Materials for gas carrier vessel tanks. *Shipbuilding = Sudostroenie*. 2009; 786 (5): 32–39. (In Russian)
- (4) American Society for Testing and Materials (ASTM). ASTM A553. *Standard Specification for Pressure Vessel Plates, Alloy Steel, Quenched and Tempered 7, 8 and 9 % Nickel*. [Access restricted].
- (5) German Institute for Standardization (Deutsches Institut für Normung, DIN). *DIN EN 10028-4:2017-10. Flat Products Made of Steels for Pressure Purposes – Part 4: Nickel Alloy Steels with Specified Low Temperature Properties*. [Access restricted].
- (6) Kagaya T, Furuya H, Kamo T, et al. *New Steel Plate for LNG Storage Tank*. *Nippon Steel & Sumitomo Metal Technical Report*, 2015. Nippon Steel. Report number: 110, 2015.
- (7) Japanese Standards Association (JIS). *JIS G 3127. Nickel Steel Plates for Pressure Vessels for Low Temperature Services*. [Access restricted].
- (8) ASTM. ASTM A20/A20M-19. *Standard Specification for General Requirements for Steel Plates for Pressure Vessels*. [Access restricted].
- (9) ASTM. ASTM A841/A841M-17. *Standard Specification for Steel Plates for Pressure Vessels, Produced by Thermo-Mechanical Control Process (TMCP)*. [Access restricted].
- (10) JFE Steel Corporation. *9% Ni Steel with High Brittle Crack Arrestability*. Available from: <https://www.jfe-steel.co.jp/en/research/report/011/pdf/011-07.pdf> [Accessed 7th October 2019].
- (11) Matrosov MYu, Zikeev VN, Martynov PG, et al. Development of advanced patterns of cryogenic steels for gas vessels and stationary storage tanks of liquefied natural gas designed for Arctic conditions. *Arctic: Ecology and economy = Arktika: ekologiya i ekonomika*. 2016; 24(4): 80–89. (In Russian)
- (12) PАО Severstal. *TU 14-105-737-2004. Circular and shaped electric line welded steel tubes*. [Access restricted].
- (13) Sharov BP, Zikeev VN, Gladshetyn LI. Properties of steel OH9 for cryogenic equipment. *Steel = Stal'*. 1988; (3): 76–78. (In Russian)
- (14) Shakhpazov YeKh, Zikeev VN. Sparingly alloyed extra cold resistant steel for storage reservoirs and transportation of liquefied natural gas. *Metallurgist = Metallurg*. 2006; (4): 63–65. (In Russian)
- (15) Metal Supply and Sales Magazine. *Severstal set up the production of cryogenic steel*. Available from: <http://www.metainfo.ru/ru/news/92107> [Accessed: 7th October 2019]. (In Russian)
- (16) ASTM. *ASTM A844/A844M-09 (2015). Standard Specification for Steel Plates, 9 % Nickel Alloy, for Pressure Vessels, Produced by the Direct-Quenching Process*. [Access restricted].
- (17) INTERGAZCERT. *Federal Agency on Technical Regulating and Metrology. Voluntary certification system INTERGAZCERT*. Available from: <https://www.intergazcert.ru/> [Accessed: 7th October 2019]. (In Russian)
- (18) Khanukhov KhM. Outlooks for development of domestic isothermal reservoir building. *Scientific-Technical Collection book 'News of Gas Science' = Vesti gazovoy nauki*. 2017; 29(1): 241–248. (In Russian)

ИМПОРТОЗАМЕЩАЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ «МЕХМАШ» ДЛЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПАО «ГАЗПРОМ»

ООО ПП «Мехмаш» (г. Тула) принимает активное участие в программе импортозамещения в газовой отрасли России. С 2013 г. осуществляется разработка, производство, испытание и продвижение новой номенклатуры продукции. С учетом высокого уровня качества изготовления предприятию удалось вдвое снизить стоимость предлагаемого оборудования по сравнению с зарубежными (Германия, Канада) аналогами.



Для компаний, специализирующихся на строительстве, эксплуатации, ремонте и обслуживании газораспределительных сетей различных субъектов РФ, ООО ПП «Мехмаш» производит и поставляет фитинги и фрезы для врезки в трубопроводы без снижения давления среды. Фитинги используются при работе с оборудованием импортного производства (Италия, Германия, США).

ООО ПП «Мехмаш» производит комплектующие для безопасного проведения работ по врезке и перекрытию действующих трубопроводов (газопроводов, водопроводов и т.п.) под давлением диаметром от 32 до 530 мм.



ДЛЯ ДОЧЕРНИХ ОБЩЕСТВ ПАО «ГАЗПРОМ», КОМПАНИЙ, ЗАНИМАЮЩИХСЯ ОБСЛУЖИВАНИЕМ И РЕМОНТОМ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ООО ПП «МЕХМАШ» ПРОИЗВОДИТ И ПОСТАВЛЯЕТ РУЧНЫЕ И АВТОМАТИЧЕСКИЕ НАБИВОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА.

Для дочерних обществ ПАО «Газпром», компаний, занимающихся обслуживанием и ремонтом запорной арматуры магистральных трубопроводов, ООО ПП «Мехмаш» производит и поставляет ручные и автоматические набивочные устройства. Данное оборудование предназначено для восстановления герметичности затворов шаровых кранов путем набивки герметизирующих высоковязких материалов (паст) через фитинги (штуцеры набивочные) арматуры, установленные непосредственно на корпусах кранов (краны надземного исполнения) или в трубной обвязке кранов (краны подземного исполнения).

Еще одним направлением в области импортозамещения является изготовление шаровых кранов с уплотнением «металл-металл».

Особенность данного оборудования заключается в возможности работы с высокотемпературным газом (до 200 °С), а также с газом с большим содержанием механических примесей. Это достигается за счет износостойкого уплотнения затвора.

Кроме всего прочего, шаровые краны востребованы на объектах добычи, транспорта и подземного хранения газа. ■



ООО ПП «Мехмаш»
300045, РФ, г. Тула,
Новомосковское ш., д. 58
Тел.: +7 (4872) 25-17-53, 25-15-27
E-mail: info@o0o0mm.ru
www.o0o0mm.ru

МЕМБРАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ КАК ПЕРСПЕКТИВНЫЙ МЕТОД ПОЛУЧЕНИЯ ГЕЛИЯ

УДК 661.91

Ю.А. Гужель, к.т.н., ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет» (Благовещенск, РФ), G-Yuliy-85@mail.ru

Гелий обладает уникальными физико-химическими свойствами и широко используется в различных областях науки и техники. По прогнозам экспертов, к 2030 г. потребление гелия в мире может достичь 238–312 млн м³ [1], что приведет к его дефициту. В этой связи усовершенствование действующих и разработка новых технологий производства гелия представляются актуальными и стратегически значимыми задачами.

В статье приведен обзор крупных гелийсодержащих отечественных месторождений природного газа. В результате анализа и сравнения существующих на сегодняшний день способов получения гелия выделена и подробно описана продуктивная и рентабельная технология, основанная на полном сжигании природного газа с полезным использованием тепловой энергии. Предложен экономичный и эффективный метод получения высокочистого продукта путем комбинирования мембранной технологии и последующей очистки криогенным методом.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГЕЛИЙ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, ПРОИЗВОДСТВО, МЕМБРАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ, ТОПОЧНЫЕ ГАЗЫ, СЖИГАНИЕ.

Гелий относится к невозобновляемым природным ресурсам. В коммерческих объемах He содержится только в составе природного газа (ПГ), где его концентрация невелика и колеблется от 0,001 до 3,0 об. %. Средневзвешенная концентрация гелия в мировых запасах ПГ в настоящее время не превышает 0,04 об. % и, согласно прогнозам, снизится до 0,02 об. % к 2020 г. [1].

Гелий обладает уникальными физико-химическими свойствами. Он незаменим в высокотехнологичных областях промышленности, научных лабораториях и других важных сферах народного хозяйства [2]. Этот газ используют в качестве защитной среды при проведении сварочных работ, производстве чистых и сверхчистых материалов, микросхем и стекловолоконных кабелей. С помощью He получают сверхнизкие температуры, его применяют в хроматографии и лазерной технике. В некоторых ядерных реакторах гелий выполняет функции теплоносителя. Им заполняют оболочки дирижаблей и воздушных шаров метеорологических зондов.

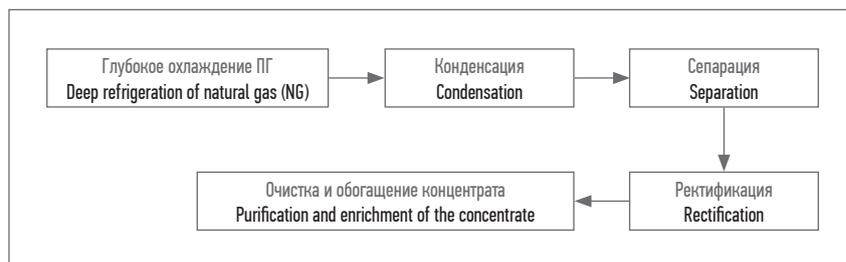


Рис. 1. Схема получения концентрата гелия
Fig. 1. Helium concentrate production diagram

ДОБЫЧА ГЕЛИЯ В РФ

В зависимости от содержания гелия в ПГ, месторождения классифицируют на богатые (объемная доля превышает 0,5 об. %), рядовые (0,1–0,5 об. %) и бедные (менее 0,1 об. %). Промышленное производство гелия в РФ ведется только на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении силами ООО «Газпром добыча Оренбург». Данное месторождение относится к бедным по He: его концентрация составляет менее 0,055 об. % и постепенно снижается.

Сибирскую геологическую платформу можно назвать главной гелиеносной провинцией России. К настоящему времени здесь открыто 26 He-содержащих газовых

месторождений. Их эффективное освоение во многом определяется идеологией формирования подходов к решению проблем извлечения гелия и долгосрочного хранения тех его объемов, которые не будут сиюминутно востребованы рынком. Создание гибких схем подготовки газа на промыслах и дальнейшей его переработки позволит экономически эффективно использовать добываемое сырье с получением товарного гелия и легких углеводородов для нефтехимических производств.

К самым крупным месторождениям Восточной Сибири относятся Чаяндинское и Ковыктинское. В соответствии с решением об их совместном освоении, ПАО «Газпром»

Yu.A. Guzhel, PhD in Engineering, Amur State University (Blagoveshchensk, the Russian Federation),
G-Yuliy-85@mail.ru

Membrane technology as a promising method for the production of helium

Helium has the unique physical and chemical properties and is widely used in various fields of science and technology. Experts forecast that by the year 2030, global consumption of helium may reach 238–312 mIn m³ [1], which would lead to its shortage. In this respect, improving of existing technologies of the production of helium and developing new ones appear to be an immediate strategic task.

The article gives an overview of large helium-rich domestic natural gas fields. As a result of analysis and comparison of currently existing methods for the production of helium, the most efficient and cost-effective technology is outlined and described in detail. This technology is based on the full gas combustion and the efficient use of heating energy. A cost-effective and efficient method is proposed for obtaining a high-purity product by combining membrane technology and cryogenic after-purification.

KEYWORDS: HELIUM, FIELD, NATURAL GAS, PRODUCTION, MEMBRANE TECHNOLOGY, FLUE GASES, COMBUSTION.

создает новый центр добычи газа, который позволит обеспечить поставки потребителям внутри страны и экспорт в КНР по газопроводу «Сила Сибири». Данные месторождения характеризуются очень высоким содержанием гелия: 0,28 об. % на Ковыкте и 0,5 об. % на Чаюнде. Здесь присутствуют и легкие углеводороды (этан, пропан, бутан), представляющие собой ценное сырье в химической промышленности, в частности – для производства полимеров. Однако в извлекаемом ПГ в значительном количестве содержится азот. Для обеспечения требуемой калорийности товарного газа азот отделяют с использованием криогенной технологии.

МЕТОДЫ ПОЛУЧЕНИЯ ГЕЛИЯ

Стандартная технологическая схема производства гелия из ПГ представлена на рис. 1. Ее можно разделить на два основных этапа: конденсация сырья с получением концентрата He и очистка полученного концентрата от примесей. Такая переработка целесообразна в том случае, если содержание целевого компонента в отбензиненном газе составляет от 0,5 до 1,5 об. %.

Существует несколько распространенных методов получения гелиевого концентрата (рис. 2). Ранее было показано [3], что рентабельное выделение гелия

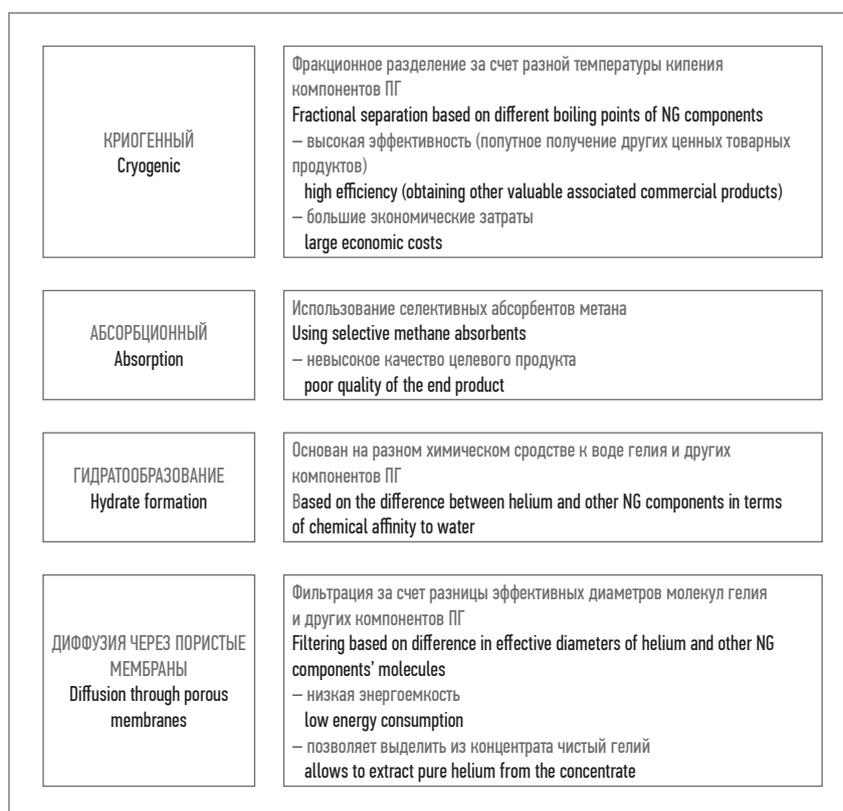


Рис. 2. Методы получения концентрата гелия
Fig. 2. Helium concentrate production methods

из состава ПГ Восточной Сибири и Дальнего Востока можно осуществить с помощью мембранной технологии путем строительства установки мембранного выделения концентрата на промысле Чаюдинского месторождения. Для реализации этого проекта не требуется получение продукта, состоящего только из гелия

и азота; вполне допустимо наличие примесей углеводородов (в том числе метана) и других компонентов с учетом закачки концентрата обратно в пласт.

Мембранный способ основан на способности гелия селективно проникать (фильтроваться) через очень мелкие поры различных материалов, выполненных в виде



Рис. 3. Схема очистки концентрата гелия
Fig. 3. Helium concentrate purification diagram

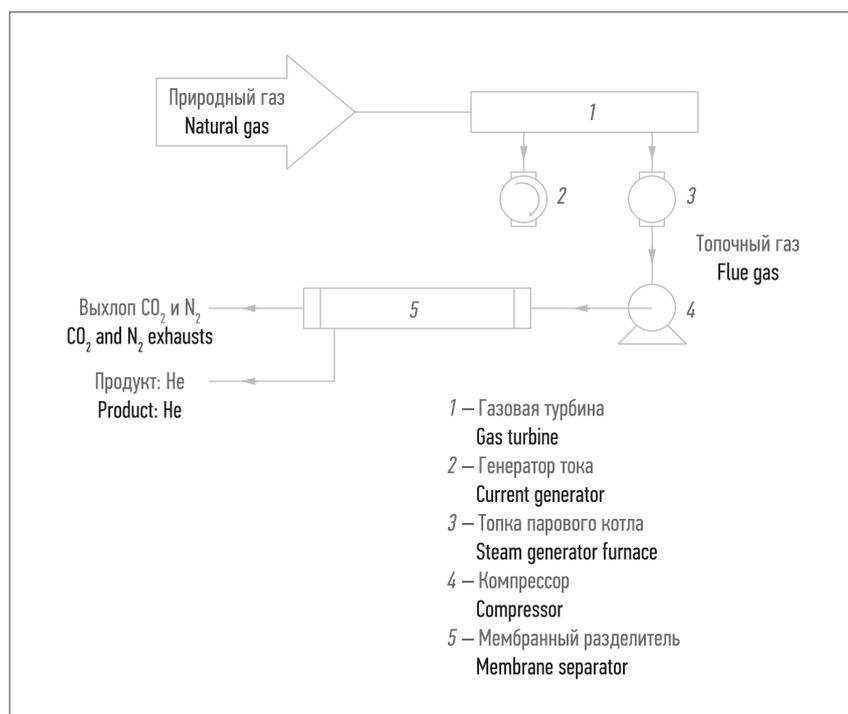


Рис. 4. Схема установки для получения гелия [4]
Fig. 4. Outline of helium production unit [4]

глубокой очистке, при которой удаляются водород, азот, метан и другие примеси. Такое обогащение происходит в четыре стадии (рис. 3). Полученный гелий с объемной долей 99,98 об. % охлаждают жидким азотом, дросселируют, заливают в автокриогенные контейнеры или баллоны и транспортируют до мест реализации.

МЕТОД ПОЛУЧЕНИЯ ГЕЛИЯ ПУТЕМ СЖИГАНИЯ ПГ

Для снижения энергетических и экономических затрат разработан способ промышленного получения гелия, основанный на полном сжигании ПГ с образованием топочного газа [4]. Применение в этих целях газовой турбины или парогенератора позволит одновременно производить электроэнергию и тепло, которые можно использовать как вторичное сырье на производстве.

На рис. 4 представлена схема реализации данного процесса на промышленной установке. Содержащий гелий ПГ сжигают в газовой турбине 1 или в парогенераторе. Посредством генератора тока 2 вырабатывают электроэнергию для собственных нужд или для сторонних потребителей. Затем газ поступает в топку парового котла 3. Полученный топочный газ, состоящий из CO₂, N₂, He и небольшого количества примесей, охлаждают с утилизацией выделившейся энергии в теплообменниках, затем сжимают в компрессоре 4 и пропускают через мембранный разделитель 5. Количество мембран в разде-

пленок – мембран. Эта технология не требует больших экономических затрат и позволяет получить не только гелиевый концентрат, но и выделить из него чистый гелий. Разделение газов осуществляется с помощью мембраны полуволоконного или рулонного (спирального) типа, толщина которой не должна превышать 0,1 мкм для обеспечения высокой удельной проницаемости газов. Газы проникают через мембрану вследствие разницы химических потенциалов. Гелий отличается высокой скоростью фильтрации, он первым выходит из мембранного картриджа

через один из выходных патрубков. Этот процесс у метана протекает существенно дольше; его молекулы выходят из мембранного модуля через второй выходной патрубков.

Для снижения себестоимости товарного продукта целесообразно комбинировать мембранный и криогенный методы разделения газов. С помощью мембранной технологии можно получать гелиевый концентрат, содержащий 75–95 об. % гелия, а затем выделять чистый гелий с применением криогенного метода.

Независимо от способа получения гелиевый концентрат подвергается

лителе подбирают в зависимости от требований по производительности установки (чем больше – тем эффективнее). Полученный гелий можно закачивать в баллоны или сжижать для транспортировки и дальнейшей реализации.

Продукт сжигания и последующей мембранной сепарации ПГ содержит порядка 95 об. % гелия. Дополнительная очистка позволяет довести содержание He до 99,9 об. % [4].

Таким образом, мембранные технологии находят все большее применение в сфере производства гелия из ПГ, поскольку позволяют существенно снизить энергетические ресурсы, капитальные вложения и эксплуатационные затраты. В сложившейся политической и экономической ситуации с действующими санкциями необходимо увеличивать объем и финансирование разработок отечественных мембранных элементов. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. «Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона» (утв. Приказом Минпромэнерго РФ от 03.09.2007 № 340) [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=EXP&n=491137#09627291569241447> (дата обращения: 01.10.2019).
2. Милованов С.В., Кисленко Н.Н., Тройников А.Д. Разработка и внедрение инновационной технологии извлечения гелия из природного газа // Научный журнал Российского газового общества. 2016. № 2. С. 10–17.
3. Кисленко Н.Н., Тройников А.Д., Павленко В.В. Создание промышленной установки выделения гелия из природного газа высокого давления с использованием мембранной технологии // Научный журнал Российского газового общества. 2018. № 1. С. 23–36.
4. Патент № 2618818 РФ. Способ получения гелия на основе сжигания природного газа с полезным использованием тепловой энергии / А.В. Серяпин, В.Е. Накоряков, О.В. Витовский. Заявл. 01.02.2016, опубл. 11.05.2017 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://patentimages.storage.googleapis.com/8b/5b/2b/9da884f43dd8a6/RU2618818C1.pdf> (дата обращения: 01.10.2019).

REFERENCES

- (1) Ministry of Energy of the Russian Federation. *Programme for creating a unified system for gas production, transport and supply in East Siberia and Far East subject to possible gas export to the markets of China and other Asia-Pacific countries (approved by the order of 03.09.2007 No. 340)*. Available from: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=EXP&n=491137#09627291569241447> [Accessed: 1st October 2019]. (In Russian)
- (2) Milovanov SV, Kislenco NN, Troinikov AD. Development and implementation of innovation technology helium extraction from natural gas. *Scientific Journal of the Russian Gas Society = Nauchnyj zhurnal Rossijskogo gazovogo obshchestva*. 2016; (2): 10–17. (In Russian)
- (3) Kislenco NN, Troinikov AD, Pavlenko VV. Creation of helium extraction industrial membrane unit from high pressure gas natural. *Scientific Journal of the Russian Gas Society = Nauchnyj zhurnal Rossijskogo gazovogo obshchestva*. 2018; (1): 23–36. (In Russian)
- (4) Seryapin AV, Nakoryakov VYe, Vitovskiy OV. *Method for producing helium based on burning natural gas with useful thermal energy use*. RU 2618818 (Patent) 2017. Available from: <https://patentimages.storage.googleapis.com/8b/5b/2b/9da884f43dd8a6/RU2618818C1.pdf> [Accessed: 1st October 2019]. (In Russian)

13–15 НОЯБРЯ 2019



ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ 2019

22-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА-КОНГРЕСС

ЗАЩИТА
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО
ОБОРУДОВАНИЯ,
ЗДАНИЙ, СООРУЖЕНИЙ,
ТРУБОПРОВОДОВ,
МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ,
ПРОМЫШЛЕННОЙ
АППАРАТУРЫ:

- подготовка поверхности
- защитные материалы и покрытия
- электрохимическая защита
- оборудование для нанесения покрытий
- техническая диагностика и контроль качества
- техническое обслуживание и ремонт

CORROSION.EXPOFORUM.RU



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
ПАВИЛЬОН F
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 4040 (доб. 2207, 2153)

EXPOFORUM

12+

ГАЗОВЫЕ ХАБЫ ПРИЧЕРНОМОРЬЯ

УДК 339.13+665.725

И.Г. Родичкин, Центр энергетики Московской школы управления
СКОЛКОВО (Москва, РФ), Rodichkinigor@hotmail.com

А.Ю. Климентьев, Центр энергетики Московской школы
управления СКОЛКОВО, T_diamonds@mail.ru

Международная торговля природным газом развивается через создание хабов. Это трудный и длительный процесс: для его успешной реализации необходимы как базовые условия, так и организационные действия. Россия, как экспортер с большим объемом внутреннего потребления, имеет потенциал для создания собственных газовых хабов в перспективе продвижения своих интересов на мировом рынке. Если этого не сделать в ближайшее время, их место займут торговые площадки приграничных стран, что ослабит позиции отечественных производителей.

Южное направление – одно из наиболее динамичных: на нем уже появляются газовые хабы стран-транзитеров. Одну из ключевых ролей здесь играет Турция, сопоставимая с Южным федеральным округом РФ по объему потребления природного газа. Будучи узловым пунктом транспортировки в Восточном Средиземноморье, Турция наращивает газотранспортные возможности не только для внутренней, но и для внешней торговли газом, в первую очередь – сжиженным. Газовый хаб формируется и в Болгарии; он почти полностью предназначен для торговли российским сырьем. ЕС активно поддерживает эти действия, финансируя создание интерконнекторов и терминалов в Южной Европе, а США поставляют сжиженный природный газ с максимальными скидками. Россия также может торговать не только трубопроводным, но и сжиженным природным газом. Для этого необходимо строительство среднетоннажного завода по его производству на незадействованных мощностях Единой системы газоснабжения в Южном федеральном округе и сотрудничество с турецкой государственной компанией «Ботас». Меняющиеся условия торговли уже оказывают влияние на объемы поставок отечественного сырья; дальнейшие результаты будут зависеть от скорости реакции российской стороны.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗОВЫЙ ХАБ, ТУРЦИЯ, БОЛГАРИЯ, ТЕРМИНАЛ, СПГ, ЭКСПОРТ ГАЗА, ТРАНЗИТ ГАЗА.

Начало. Продолжение в № 11 (792)

ЧТО ТАКОЕ ГАЗОВЫЙ ХАБ

Рост популярности природного газа в мире ведет к совершенствованию механизмов торговли, в частности, к созданию рыночных ГХ. Наличие и степень развития ГХ свидетельствуют об уровне зрелости рынка и представляют собой механизм балансирования интересов покупателей и поставщиков.

Наиболее развитые ГХ, а значит, и наиболее развитые рынки газа в мире:

- Henry Hub (США);
- NBP (Великобритания);
- TTF (Нидерланды).

Ниже перечислены основные юридические и финансовые требования к ГХ [1]:

- отказ от госрегулирования цен на оптовом рынке;
- разделение видов деятельности;
- прозрачные недискриминационные регулируемые тарифы для инфраструктуры;
- доступ к информации;
- наличие независимого контролирующего органа;
- недискриминационный доступ третьих сторон к инфраструктуре;
- развитие двусторонней торговли;
- спотовый рынок;
- возможность многократной перепродажи продукта и вторичной торговли мощностями;
- правила балансировки;
- стандартизированные торговые контракты;

- фьючерсы и формирование ценового бенчмарка.

Причины создания ГХ могут быть как объективными, так и субъективными. При этом формируется сложная система, включающая (помимо физических продавцов и покупателей газа, консультантов, брокеров, страховщиков) банки и прочих финансовых институциональных участников, которые в отдельных случаях объединяются в институт под названием «биржа». Формирование ГХ – долгий и последовательный путь, требующий на каждом этапе значительных усилий от организаторов процесса и принимающих решения лиц. Хаб – скорее результат развития, нежели цель. Очевидно, что для России этот путь неизбежен, и чем позже он

I.G. Rodichkin, SKOLKOVO Energy Centre (Moscow, the Russian Federation), Rodichkinigor@hotmail.com

A.Yu. Klimentyev, SKOLKOVO Energy Centre, T_diamonds@mail.ru

Gas hubs of the Black Sea region

International natural gas trade develops through creating of hubs. It is a long and arduous process, whose success requires some basic conditions, as well as organizational measures. As an exporter with a large volume of domestic consumption, Russia has a potential to create its own gas hubs in the prospect of furthering its interests in the global market. If it is not done soon, the border countries will take the place, which will weaken the positions of domestic producers.

The South region is one of the most dynamic growths: gas hubs of energy-transit countries have already begun to emerge there. Turkey plays one of the key roles here, being comparable to the Southern Federal District of the Russian Federation in consumption of natural gas. Being the main transport point in the Eastern Mediterranean, Turkey is developing its gas transport capacity for not just domestic gas trade, but also foreign one, primarily liquefied. There is also a gas hub forming in Bulgaria, and it is to the greatest extent intended for Russian raw material trade. The EU is actively supporting those activities, by funding development of interconnectors and terminals in Southern Europe, and USA supply liquefied natural gas at maximum discounts.

Russia can trade liquefied natural gas as well, along with trading pipeline gas. This requires building a medium-scale liquefied natural gas plant using idle capacities of unified gas supply system in the Southern Federal District, and also cooperation with Turkish State company BOTAS. Emerging changes in the trading are already having an impact on foreign natural gas trade, and further results will depend on the response time of Russian side.

KEYWORDS: GAS HUB, TURKEY, BULGARIA, TERMINAL, LNG, GAS EXPORT, GAS TRANSIT.

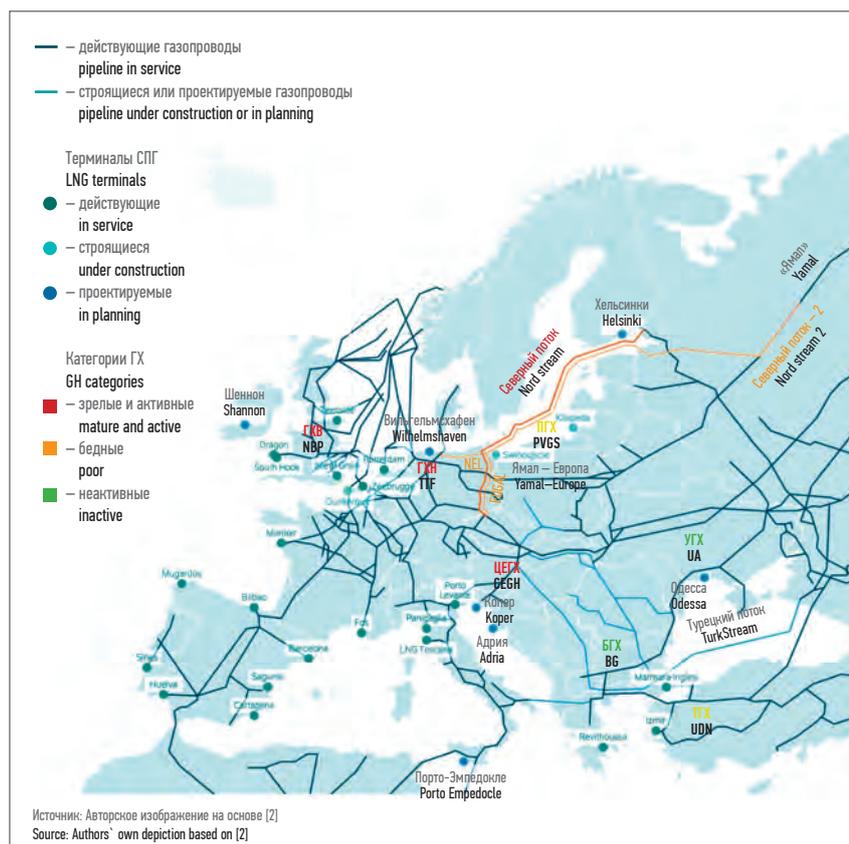


Рис. 1. Газовые хабы Центральной и Восточной Европы
Fig. 1. Gas hubs of Central and Eastern Europe

- стандартизированные условия контрактов и торговли;
- большой диверсифицированный рынок сбыта;
- наличие физических объемов газа.

Эти условия существуют в России (табл. 1). Ключевые предпосылки – емкий внутренний рынок с потенциалом роста потребления сырья, развивающаяся газотранспортная сеть, доступные объемы газа для торговли и производства на экспорт.

Газовые хабы активно создаются вдоль западных границ РФ (рис. 1) в целях ослабления позиций России на рынке Европы. Оценка конкурентоспособности этих проектов – важная стратегическая задача. В данной статье проведен анализ ситуации с ГХ по южному направлению.

ТУРЕЦКИЙ ГАЗОВЫЙ ХАБ

Большие амбиции Турции создать региональный ГХ (о которых предупреждали еще в 2001 г. [3]) подкреплены как физическими, так и экономическими основаниями (табл. 2, 3). Внутренний рынок газа в Турции – четвертый по размеру среди европейских стран и всего в два раза меньше немецкого. В результате развития трубопроводов

будет начат – тем труднее будет его пройти без потерь.

Можно выделить следующие необходимые и достаточные условия для создания ГХ:

- прозрачность по ценам и объемам сделок;
- доступ третьих лиц к развитым объектам инфраструктуры транспортировки и хранения газа;

Таблица 1. Условия для создания ГХ в российских регионах
Table 1. Conditions for creating GHs in Russian regions

Регион Region	Производственные мощности Production capacity	Транспортировка и хранение Transport and storage	Внутренний рынок Domestic market	Экспорт Export
СЗФО NWFD	Поставки из ЕСГ Несколько среднетоннажных производств СПГ Проект «Балтийский СПГ» Supplies from UGSS Several medium-scale LNG production units Baltic LNG	МГП «Северный поток – 1» МГП «Северный поток – 2» ПРГУ «Маршал Василевский» ПХГ «Калининградское» Nord Stream 1 MGP Nord Stream 2 MGP Marshal Vasilevskiy FRSU Kaliningradskoye UGSF	СЗФО Развивающаяся газохимическая промышленность NWFD Developing gas chemical industry	Страны ЕС Countries of the EU
ЦФО CFD	Поставки из ЕСГ Supplies from UGSS	Мощности газопроводов в Польшу и на Украину Gas pipeline capacity to Poland and Ukraine	ЦФО Развивающаяся газохимическая промышленность CFD Developing gas chemical industry	Украина Восточная Европа Ukraine Eastern Europe
ЮФО SFD	Поставки из ЕСГ Среднетоннажный завод СПГ (в перспективе) Supplies from UGSS Medium-scale LNG plant (in prospect)	МГП «Турецкий поток» МГП «Голубой поток» ПХГ в Ставропольском и Краснодарском крае TurkStream MGP Blue Stream MGP UGSFs in Stavropol and Krasnodar Territories	ЮФО Развивающаяся газохимическая промышленность SFD Developing gas chemical industry	Турция Юго-Восточная Европа Turkey Southeastern Europe
ДФО FEFD	Проект «Сахалин-2» Проект «Дальневосточный СПГ» Проект «Владивосток СПГ» Якутский и Иркутский центры газодобычи Sakhalin-II Far East LNG Vladivostok LNG Yakutia and Irkutsk gas production centers	МГП «Сила Сибири» Газотранспортная система «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» Терминал СПГ на Камчатке Power of Siberia MGP Sakhalin-Khabarovsk-Vladivostok gas transmission system LNG terminal on Kamchatka Peninsula	ДФО Развивающаяся газохимическая промышленность FEFD Developing gas chemical industry	Страны Азиатско-Тихоокеанского региона Asia-Pacific countries

Таблица 2. Объекты газовой инфраструктуры Турции: газопроводы
Table 2. Gas infrastructure facilities in Turkey: gas pipelines

Название Name	Мощность, млрд м ³ Capacity, b m ³	Транзит в страны ЕС, млрд м ³ Transit to the countries of the EU, b m ³	Год Year	Поставщик Supplier
Входящие газопроводы Incoming gas pipelines				
Трансбалканский Trans-Balkan	14	0	1987	Россия Russia
Тебриз – Анкара Tabriz-Ankara	10	0	2001	Иран Iran
Голубой поток Blue Stream	16	0	2003	Россия Russia
Баку – Тбилиси – Эрзурум Baku-Tbilisi-Erzurum	7	0	2007	Азербайджан Azerbaijan
TANAP	16	10	2018	Азербайджан Azerbaijan
TANAP (расширение) TANAP (extension)	31	24	2026	Азербайджан Azerbaijan
Турецкий поток TurkStream	32	16	2020	Россия Russia
Всего Total	95–110	26–40	–	–

Название Name	Мощность, млрд м ³ Capacity, b m ³	Транзит в страны ЕС, млрд м ³ Transit to the countries of the EU, b m ³	Год Year	Поставщик Supplier
Исходящие газопроводы Outgoing gas pipelines				
Турция – Греция Turkey–Greece	11		2007	
TAP	10		2020	
TAP расширение TAP (extension)	24		2026	
Трансбалканский (реверс с увеличением мощности) Trans-Balkan (reverse with capacity increase)	16		2020	
Всего Total	37–51		–	

Таблица 3. Объекты газовой инфраструктуры Турции: терминалы СПГ
Table 3. Gas infrastructure facilities in Turkey: LNG terminals

Название Name	Вместимость, тыс. м ³ Volume, thous. m ³	Поставки для внутреннего рынка, млрд м ³ Domestic supply, b m ³	Год Year	Основной поставщик Key supplier
Мармара Эреглиси Marmara–Iriglesi	255	6	2001 [4]	Алжир: долгосрочные поставки Algeria: long-term supplies
Мармара Эреглиси модернизация Marmara–Iriglesi modernization		13	2018 [5]	
Эстегаз (Алиага) EgeGaz Aliağa	280	6	2006 [6]	Катар, Нигерия, США, Тринидад и Тобаго, Египет, Норвегия: спотовые поставки Qatar, Nigeria, Trinidad and Tobago, Egypt, Norway: spot supplies
Этки-Лиман (Алиага) Etki Liman Aliağa	145	5	2016	Нигерия: долгосрочные поставки Nigeria: long-term supplies
Этки-Лиман (Алиага) замена Etki Liman Aliağa replacement	166	7	2019 [7]	
Плавучий терминал Челленджер (Дёртьёл) Challenger Dortyol floating terminal	263	7	2018 [5]	
Плавучий терминал в Саросском заливе* Floating terminal in Saros Bay*	–	5?	Тендер на строительство в 2019 г. [8] Tender for construction in 2019 [8]	–
Всего Total	943–964	24–33	–	–

* *Примечание.* Возможно, перемещен из «Этки-Лиман» (Алиага) ввиду замены на более мощный в 2019 г.

* *Note.* Might be moved from Etki Liman Aliağa due to replacement with larger one in 2019

с 2020 г. через Турцию в западном направлении будет проходить от 26 млрд м³ газа (не менее 30 % от входящего объема).

За последние четыре года в дополнение к Трансбалканскому газопроводу и «Голубому потоку» построены «Турецкий поток» и TANAP,

идет строительство TAP, расширяется система ПХГ. Действуют четыре терминала СПГ, планируется строительство пятого. При этом турецкое руководство фактически запретило транзит крупнотоннажных СПГ-танкеров через свою территорию, мотивируя это

вопросами безопасности населения на берегах Босфора. Тем самым созданы условия для формирования конечной точки поставок СПГ на территории Турции. Кроме того, возможен экспорт регазифицированного СПГ по трубопроводным системам Турции.

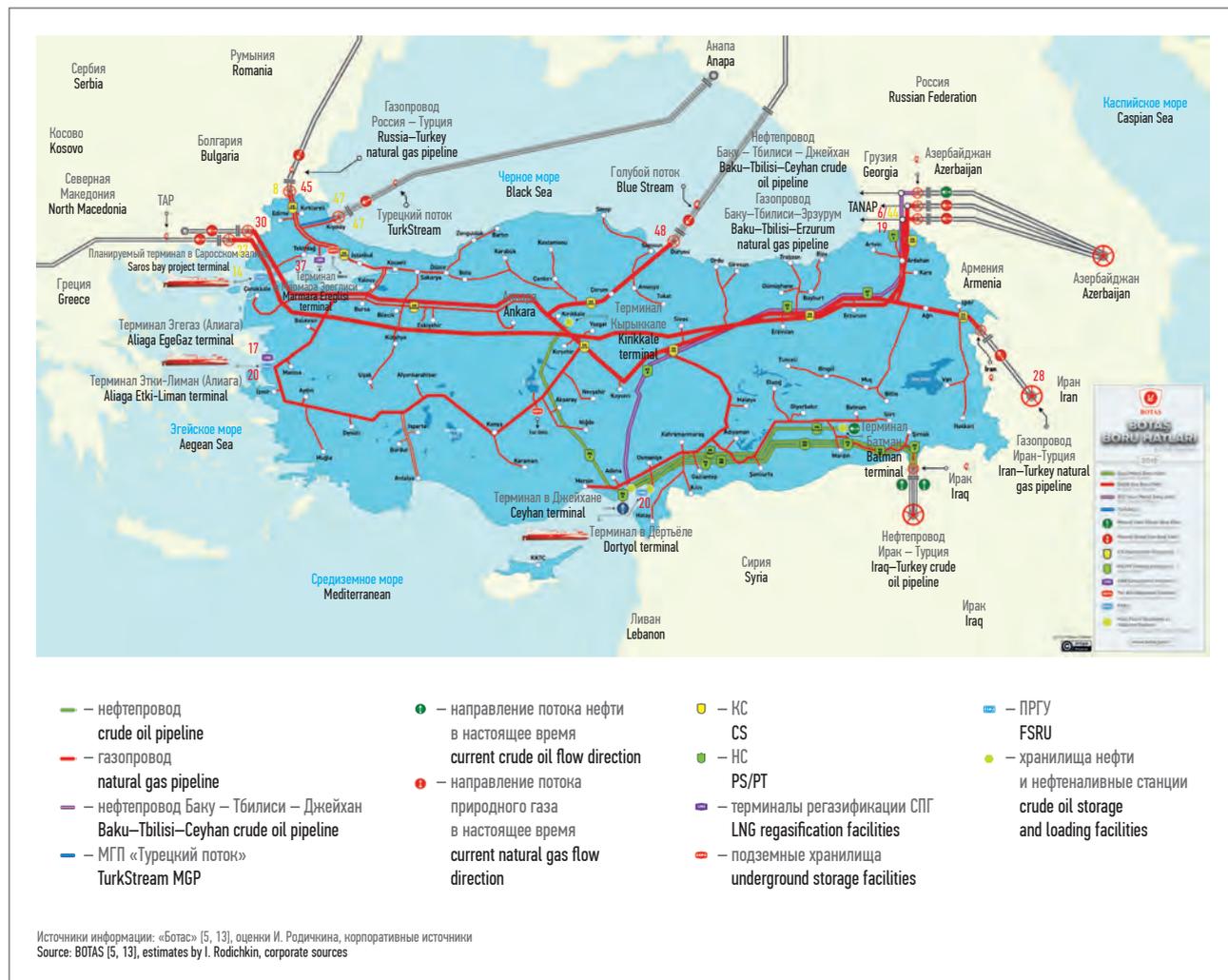


Рис. 2. Карта газовой системы Турции
Fig. 2. Map of gas system of Turkey

Таблица 4. Годовые объемы газовой системы Турции [9, 16]
Table 4. Annual volumes of gas system in Turkey [9, 16]

	Объем, млн м ³ Volume, mln m ³						
Год Year	2013	2014	2015	2016	2017	2018	H1'2019
Импорт Import	45 269	49 262	48 427	46 352	55 250	50 361	23 287
Добыча Production	537	479	381	367	354	428	251
Экспорт (Греция) Export (Greece)	682	633	624	675	631	673	378
Потребление Consumption	45 918	48 717	47 999	46 395	53 857	49 329	25 418
Запасы на конец периода Reserves by the end of period	1747	1873	2127	1695	2948	3167	2054

В 2018 г. системы ПХГ в Силиври и Тоз Голу имели вместимость 3,4 млрд м³ [9]. К 2023 г. их объ-

ем планируется увеличить до 11 млрд м³, что составит около 20 об. % годового потребления

Турции [10]. В Афьоне и Чоруме строятся системы хранения СПГ объемом 2 тыс. м³ [11].

На рис. 2 показана схема газо-транспортной сети Турции с мощностью пунктов пропуска газа миллионы кубометров в сутки. Красным цветом обозначены действующие, оранжевым – проектируемые пункты пропуска газа. Учитывая большое количество пунктов входа и выхода (в том числе – терминалов СПГ), можно говорить о едином, аналогичном европейскому, распределенном ГХ [12]. Потребление газа Мраморноморского региона Турции вместе со Стамбулом составляет примерно 50 % от общего внутреннего, хотя эта область занимает всего лишь 5 % территории с проживанием 30 % населения.

В табл. 4 приведены ежегодные объемы импорта, экспорта, производства, потребления и хранения газовой системы Турции. Видна цикличность (рис. 3) в импорте и потреблении, что связано не только с циклами экономического развития и погодными условиями, но и с наблюдаемой в последние годы тенденцией увеличения объемов хранения газа: это стратегия развития отрасли на снижение рисков срыва поставок газа потребителям.

Импорт занимает доминирующую позицию в обеспечении газовых потребностей Турции. Его структура в 2013–2019 гг. показана в табл. 5 и на рис. 4. Объемы каналов и коэффициенты загрузки маршрутов поставок представлены в табл. 6 и на рис. 5–7.

Исходя из развития мировой торговли и за счет увеличения количества терминалов приема СПГ, закономерен тренд роста его спотовых поставок.

С 2006 г. стабильные поставки нефти и газа в Турцию осуществляет Азербайджан. На рис. 2 показаны МГП Баку – Тбилиси – Эрзурум (7 млрд м³, 2007 г.) и первая очередь TANAP (2 млрд м³ с последующим повышением мощности до 6 млрд м³, 2018 г.). Необходимо отметить, что TANAP – международный проект, созданный для дальнейшей поставки газа

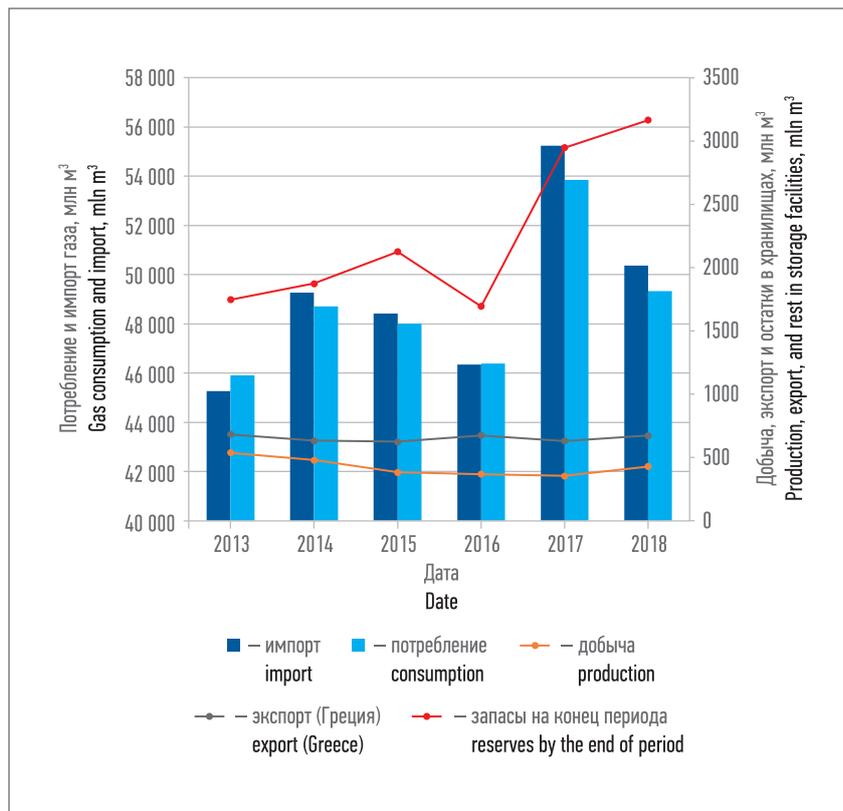


Рис. 3. Годовые объемы газовой системы Турции [9, 16]
Fig. 3. Annual volumes of gas system of Turkey [9, 16]

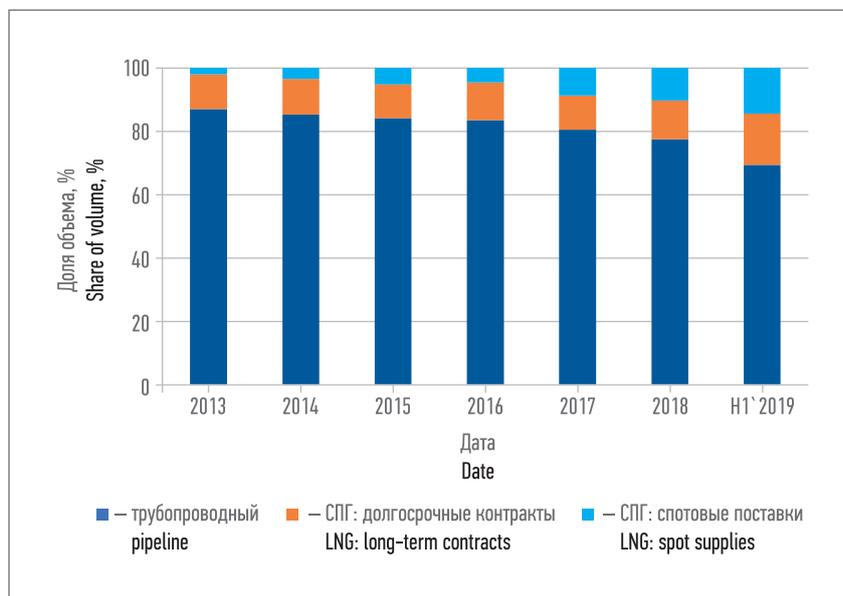


Рис. 4. Ежегодная структура импорта природного газа Турцией [9, 16]
Fig. 4. Annual structure of natural gas imports to Turkey [9, 16]

в Грецию, Болгарию и Италию (10 млрд м³ с 2020 г. – первая очередь; 24 млрд м³ с 2026 г. – вторая очередь). По этому трубопроводу идет газ с месторождения Шах-Дениз – 2.

Турция получает природный газ из Ирана по построенному в 2001 г. трубопроводу Тебриз – Анкара мощностью 10 млрд м³. Без учета некоторых флуктуаций, связанных с истощением северных

Таблица 5. Ежегодная структура импорта природного газа Турцией [9, 16]
Table 5. Annual structure of natural gas imports in Turkey [9, 16]

Год Year	Объем, млн м ³ Volume, mln m ³						
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	H1'2019
Трубопроводный Pipeline	39 419	41 981	40 778	38 724	44 485	39 032	16 152
СПГ: долгосрочные контракты LNG: long-term contracts	4958	5592	5156	5504	5961	6188	3776
СПГ: спотовые поставки LNG: spot supplies	892	1689	2493	2124	4804	5140	3359
Всего Total	45 269	49 262	48 427	46 352	55 250	50 361	23 287

Таблица 6. Каналы поставок природного газа в Турцию [9, 16]
Table 6. Natural gas supply channels to Turkey [9, 16]

Год Year	Объем, млн м ³ Volume, mln m ³							Всего Total	Мощность импорта Import capacity
	Россия Russia	Иран Iran	Азербайджан Azerbaijan	Алжир (СПГ) Algeria (LNG)	Нигерия (СПГ) Nigeria (LNG)	Спотовые поставки (СПГ) Spot supplies (LNG)			
2013	26 212	8730	4245	3917	1274	892	45 269	59 000	
2014	26 975	8932	6074	4179	1414	1689	49 262	59 000	
2015	26 783	7826	6169	3916	1240	2493	48 427	59 000	
2016	24 540	7705	6480	4284	1220	2124	46 352	59 000	
2017	28 690	9251	6544	4617	2080	4068	55 250	64 000	
2018	23 642	7863	7527	4521	1668	5140	50 361	65 000	
H1'2019	7990	3753	4410	2942	834	3359	23 287	80 000	

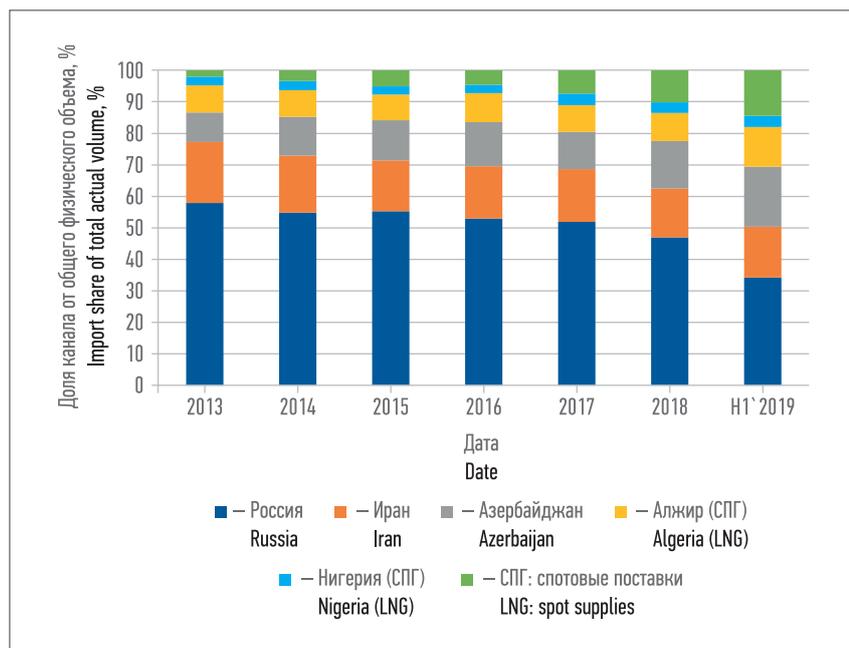


Рис. 5. Соотношение каналов поставок природного газа в Турцию [9, 16]
Fig. 5. Ratio of natural gas supply channels to Turkey [9, 16]

месторождений Ирана, газ стабильно поступает в восточные регионы Турции. В долгосрочной перспективе Иран также планирует экспорт газа в Пакистан и Европу [14].

Потенциальным поставщиком газа для Турции может стать Туркменистан в случае решения вопросов с Транскаспийским газопроводом в Азербайджан или транзитом через Иран.

Несмотря на наличие богатых месторождений в приграничных с Турцией областях, поставки газа из Ирака и Сирии не осуществляются по политическим причинам.

После открытия гигантских газовых месторождений на шельфе Кипра, Турция, наряду с другими приграничными странами, начала там изыскания и предъявляет

претензии на его часть. Несмотря на возникшую ввиду этого напряженность в отношениях с Кипром, Грецией, Израилем и ЕС, Турция видит в данных ресурсах будущее своей газодобывающей промышленности, которая в настоящий момент производит около 0,4 млрд м³ природного газа (менее 1 % от объема потребления).

Суммируя данные по импорту, потреблению и балансу хранилищ, мощности каналов импорта и экспорта (рис. 8), можно сделать следующие выводы.

До 2018 г. мощность импорта на 20 % (10 млрд м³) превышала объем потребления, при том что экспорт и производство оставались на уровне порядка 1 % от объемов импорта и потребления и существенно не влияли на общие показатели. Единственный существующий на сегодняшний день экспортный маршрут – используемый на 6 % газопровод в Грецию мощностью 11 млрд м³. Его проектировали для экспорта газа в Италию, но после постройки в 2007 г. (совпадает по срокам с открытием МГП Баку – Тбилиси – Эрзурум на 7 млрд м³ и терминала СПГ «Эгегаз» (Алиага) на 6 млрд м³) в газовую сеть Греции экспортируется только 0,6–0,7 млрд м³. С 2016 г. ситуация меняется. Увеличиваются мощности импорта за счет создания плавучих терминалов СПГ:

- «Этки-Лиман» (Алиага, 5 млрд м³);
 - «Челленджер» (Дёртьёл, 7 млрд м³);
 - в Саросском заливе (тендер на строительство в 2019 г., предположительно 5 млрд м³);
 - строительства МГП:
 - TANAP (16 млрд м³, из них 10 млрд м³ для экспорта по МГП ТАР в 2020 г.);
 - «Турецкий поток» (31,5 млрд м³, из них до 16 млрд м³ для экспорта по реверсированному Трансбалканскому газопроводу с 2020 г.);
 - ТАР (ввод ожидается в 2020 г.);
- увеличения мощностей СПГ-терминалов:

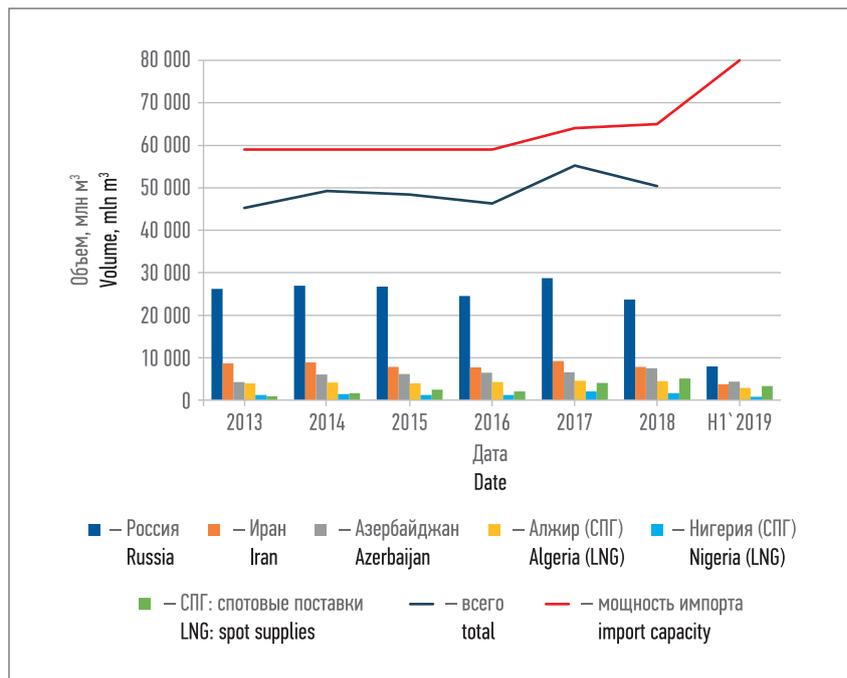


Рис. 6. Объемы каналов поставок природного газа в Турцию [9, 16]
Fig. 6. Volumes of natural gas supply channels to Turkey [9, 16]

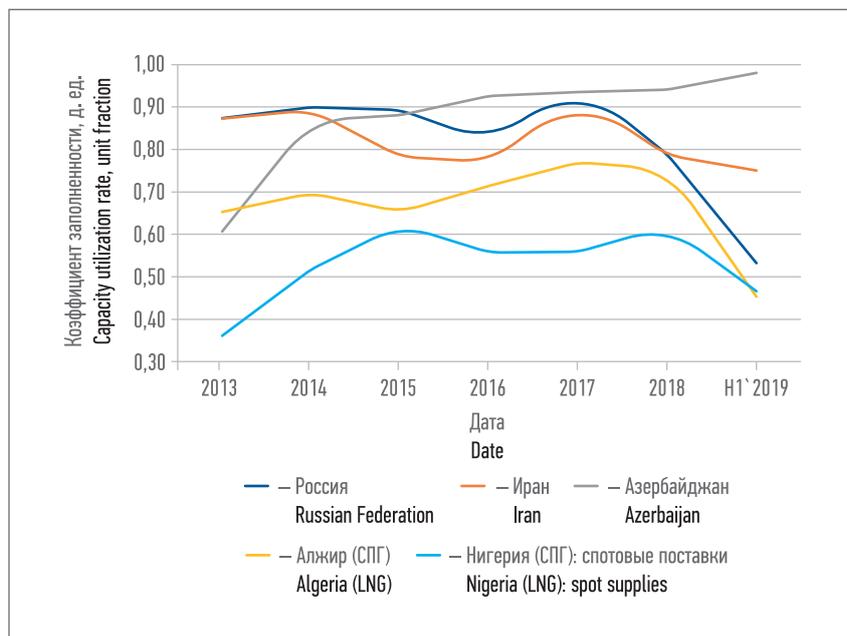


Рис. 7. Коэффициенты заполненности каналов поставок природного газа в Турцию [9, 16]
Fig. 7. Capacity utilization rate of natural gas supply channels to Turkey [9, 16]

- «Этки-Лиман» (Алиага) с 5 до 7 млрд м³;
- в г. Мармара Эреглиси с 6 до 11 млрд м³ (с возможностью нарастить емкости для СПГ с 255 до 340 тыс. м³).

Учитывая планы увеличить вместимость хранилищ газа с те-

кущих 4 до 11 млрд м³ в 2023 г. при стабильном внутреннем потреблении примерно 50 млрд м³ в год, в 2021–2026 гг. превышение мощности импорта над объемами потребления и хранения достигнет 30 млрд м³. Это позволяет при минимальном дообору-

довании терминалов использовать их не только для регазификации СПГ в трубопроводную сеть Турции, но и для его перевалки на танкеры для последующего реэкспорта.

ТУРЕЦКАЯ ГАЗОВАЯ БИРЖА И ТУРЕЦКИЙ РЫНОК

Турецкая биржа газа официально открылась 01.09.2018 [15]. Внешне она похожа на российскую: на рынке доминирует государственная компания «Ботас», доля которой составляет 80–90 % от продаж. Основа деятельности турецкой биржи – продажа и распределение между регионами партий газа [9, 16, 17], что напоминает электронные торговые площадки ПАО «Газпром» (продажа газа зарубежным покупателям с 2018 г.) и Санкт-Петербургскую международную товарно-сырьевую биржу (продажа газа российским покупателям с 2014 г.).

Но у газового рынка Турции есть и существенные отличия от российского:

- действующий режим доступа третьих лиц к газовым хранилищам;
- доминирование импорта над экспортом и внутренним производством.

Анализ турецкого газового рынка в динамике позволяет сделать следующие выводы:

- первоначально развитие СПГ-терминалов было связано прежде

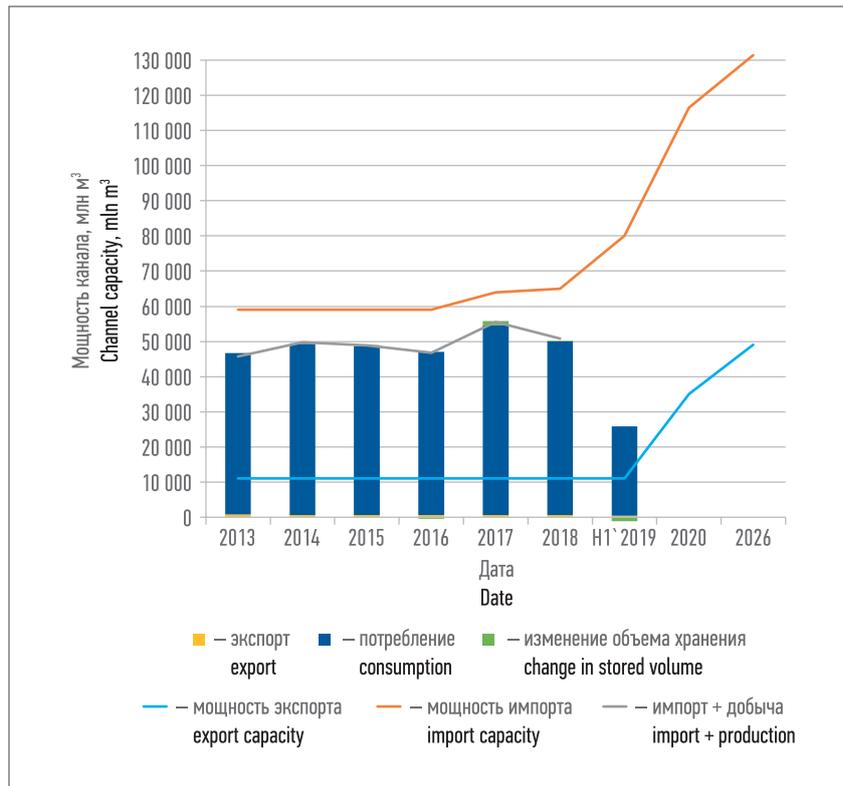


Рис. 8. Сопоставление мощности каналов импорта и экспорта природного газа с потреблением, хранением и экспортом [9, 16]

Fig. 8. Matching import and export capacity channels of natural gas with its consumption, storage, and export [9, 16]

всего с дефицитом возможностей трубопроводных поставок;

- в долгосрочной перспективе мощности по импорту превысят 100 млрд м³, и почти половина из них может и будет использоваться для транзита в Европу;
- терминалы СПГ играют роль центров торговли, обеспечения

надежного доступа внутренних потребителей к рынку и могут оказывать услуги потребителям других стран.

В посвященном европейскому рынку СПГ обзоре [18] Турции уделено большое внимание, что показывает ее значимость для Европы. ■

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ List of abbreviations and symbols

ГХ – газовый хаб	СПГ – сжиженный природный газ	FSRU – floating storage and regasification unit	SFD – Southern Federal District
ГХВ – газовый хаб в Великобритании	ТГХ – Турецкий газовый хаб	GH – gas hub	TANAP – Трансанатолийский газопровод
ГХН – газовый хаб в Нидерландах	УГХ – Украинский газовый хаб	H1 – первое полугодие	TANAP – Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline
ДФО – Дальневосточный федеральный округ	ЦЕГХ – «Центрально-европейский газовый хаб»	H1 – 1st half of the year	TAP – Трансадриатический газопровод
ЕСГ – Единая система газоснабжения	ЦФО – Центральный федеральный округ	LNG – liquefied natural gas	TAP – Trans Adriatic Pipeline
КС – компрессорная станция	ЮФО – Южный федеральный округ	MGP – main gas pipeline	TTF – Title Transfer Facility (gas hub in Netherlands)
МГП – магистральный газопровод	СЕГН – Central European gas hub	NBP – National Balancing Point, GB (gas hub in UK)	UA – Ukrainian gas hub
НС – насосная станция	CFD – Central Federal District	NEL – Северо-Европейский газопровод	UDN – Ulusal Denegleme Noktas (Turkish gas hub)
ПГХ – Польский газовый хаб	CS – compressor station	NEL – Northern European natural gas pipeline	UGSF – underground gas storage facility
ПРГУ – плавучая регазификационная установка	EUGAL – Европейский соединительный газопровод	NWFD – Northwestern Federal District	UGSS – unified gas supply system
ПХГ – подземное хранилище газа	EUGAL – European Gas Pipeline Link	PS/PT – pumping station	
СЗФО – Северо-Западный федеральный округ	FEFD – Far Eastern Federal District	PVGS – Polish virtual gas system	

ЛИТЕРАТУРА

1. Heather P., Petrovich B. *European Traded Gas Hubs: An Updated Analysis on Liquidity, Maturity and Barriers to Market Integration* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/05/European-traded-gas-hubs-an-updated-analysis-on-liquidity-maturity-and-barriers-to-market-integration-OIES-Energy-Insight.pdf> (дата обращения: 10.10.2019).
2. Lang K.-O., Westphal K. *Nord Stream 2 – Versuch einer politischen und wirtschaftlichen Einordnung* [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/studien/2016S21_Ing_wep.pdf (дата обращения: 10.10.2019).
3. Галадзий И. На азиатском перекрестке [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.oilru.com/nr/86/967/> (дата обращения: 10.10.2019).
4. Botas. *Tamamlanan Projelerimiz* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.botas.gov.tr/Sayfa/tamamlanan-projelerimiz/309> (дата обращения: 10.10.2019).
5. Botas. *Afis Brosur ve Haritalar Brosurleri* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.botas.gov.tr/Sayfa/2019-yili-brosuru/205> (дата обращения: 10.10.2019).
6. Egegaz. *Terminal Hizmet Sozlesmesi* [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://www.egegaz.com.tr/EGEGAZ_THS_\(2019\)0711.pdf](http://www.egegaz.com.tr/EGEGAZ_THS_(2019)0711.pdf) (дата обращения: 10.10.2019).
7. Etkiliman. *FSRU – Turquoise P* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://etkiliman.com.tr/tr/FSRU-/FSRU-.html> (дата обращения: 10.10.2019).
8. Botas. *Saros FSRU* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.botas.gov.tr/Sayfa/saros-fsru/118> (дата обращения: 10.10.2019).
9. EPDK. *Yillik Sektor Raporu Dogal Gaz Piyasasi Yillik Sektor Raporu Listesi 2018* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-0-94/dogal-gazyillik-sektor-raporu> (дата обращения: 10.10.2019).
10. *Daily Sabah. Turkey Breaks Ground on Largest Gas Storage Project with Lake Tuz Expansion* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.dailysabah.com/energy/2019/07/30/turkey-breaks-ground-on-largest-gas-storage-project-with-lake-tuz-expansion> (дата обращения: 10.10.2019).
11. *Anadolu Agency. Turkey to Build First Onshore LNG Production, Storage Facility* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.dailysabah.com/energy/2018/05/09/turkey-to-build-first-onshore-lng-production-storage-facility> (дата обращения: 10.10.2019).
12. *Gasunie. Our Infrastructure Mapped out* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.gasunie.nl/en/what-gasunie-does/our-infrastructure-mapped-out> (дата обращения: 10.10.2019).
13. Botas. *Afis Brosur ve Haritalar Dogal Gaz ve Petrol Boru Haltari Haritasi* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.botas.gov.tr/Sayfa/dogal-gaz-ve-petrol-boru-hatlari-haritasi/168> (дата обращения: 10.10.2019).
14. *ParsToday. «Газ» – название кода конфликта между Ираном и США* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://parstoday.com/ru/radio/iran-i101799> (дата обращения: 09.10.2019).
15. *TRT. Завтра открывается первая в Турции газовая биржа* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.trt.net.tr/russian/ekonomika/2018/08/31/zavtra-otkryvaietsia-piervaia-v-turtsii-ghazovaia-birzha-1041028> (дата обращения: 10.10.2019).
16. EPDK. *Aylik Sektor Raporu Dogal Gaz Piyasasi Aylik Sektor Raporu Listesi* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-0-95-1007/dogal-gazaylik-sektor-raporu> (дата обращения: 10.10.2019).
17. EPDK. *Kurum Hakkinda Tarihce* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/1-1051/kurumsaltarihce> (дата обращения: 10.10.2019).
18. *Howell N, Pereira R. LNG in Europe: Current Trends, the European LNG Landscape and Country Focus* [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.energylegalblog.com/blog/2019/09/16/lng-europe-current-trends-european-lng-landscape-and-country-focus#page=1> (дата обращения: 10.10.2019).

REFERENCES

- (1) Heather P, Petrovich B. *European Traded Gas Hubs: An Updated Analysis on Liquidity, Maturity and Barriers to Market Integration*. Available from: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/05/European-traded-gas-hubs-an-updated-analysis-on-liquidity-maturity-and-barriers-to-market-integration-OIES-Energy-Insight.pdf> [Accessed: 10th October 2019].
- (2) Lang KO, Westphal K. *Versuch einer politischen und wirtschaftlichen Einordnung*. Available from: https://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/studien/2016S21_Ing_wep.pdf [Accessed: 10th October 2019]. (In German)
- (3) Galadzhii I. *On the Asian crossroad*. Available from: <http://www.oilru.com/nr/86/967/> [Accessed: 10th October 2019]. (In Russian)
- (4) BOTAS. *Completed projects*. Available from: <https://www.botas.gov.tr/Sayfa/tamamlanan-projelerimiz/309> [Accessed: 10th October 2019]. (In Turkish)
- (5) BOTAS. *Banners, Brochures, and Maps*. Available from: <https://www.botas.gov.tr/Sayfa/2019-yili-brosuru/205> [Accessed: 10th October 2019]. (In Turkish)
- (6) Egegaz. *Terminal Hizmet Sozlesmesi*. Available from: [http://www.egegaz.com.tr/EGEGAZ_THS_\(2019\)0711.pdf](http://www.egegaz.com.tr/EGEGAZ_THS_(2019)0711.pdf) [Accessed: 10th October 2019]. (In Turkish)
- (7) Etki Liman. *FSRU – Turquoise P*. Available from: <http://etkiliman.com.tr/tr/FSRU-/FSRU-.html> [Accessed: 10th October 2019]. (In Turkish)
- (8) BOTAS. *Saros FSRU*. Available from: <https://www.botas.gov.tr/Sayfa/saros-fsru/118> [Accessed: 10th October 2019]. (In Turkish)
- (9) EPDK. *Natural Gas Market 2018 Sector Report*. Available from: <http://epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-0-94/dogal-gazyillik-sektor-raporu> [Accessed: 10th October 2019]. (In Turkish)
- (10) *Daily Sabah. Turkey Breaks Ground on Largest Gas Storage Project with Lake Tuz Expansion*. Available from: <https://www.dailysabah.com/energy/2019/07/30/turkey-breaks-ground-on-largest-gas-storage-project-with-lake-tuz-expansion> [Accessed: 10th October 2019].
- (11) *Anadolu Agency. Turkey to Build First Onshore LNG Production, Storage Facility*. Available from: <https://www.dailysabah.com/energy/2018/05/09/turkey-to-build-first-onshore-lng-production-storage-facility> [Accessed: 10th October 2019].
- (12) *Gasunie. Our Infrastructure Mapped out*. Available from: <https://www.gasunie.nl/en/what-gasunie-does/our-infrastructure-mapped-out> [Accessed: 10th October 2019].
- (13) BOTAS. *Natural Gas and Crude Oil Pipeline Map*. Available from: <https://www.botas.gov.tr/Sayfa/dogal-gaz-ve-petrol-boru-hatlari-haritasi/168> [Accessed: 10th October 2019]. (In Turkish)
- (14) *ParsToday. Gas is the name of the conflict between Iran and USA*. Available from: <http://parstoday.com/ru/radio/iran-i101799> [Accessed: 9th October 2019]. (In Russian)
- (15) *TRT. The first gas hub in Turkey opens tomorrow*. Available from: <https://www.trt.net.tr/russian/ekonomika/2018/08/31/zavtra-otkryvaietsia-piervaia-v-turtsii-ghazovaia-birzha-1041028> [Accessed: 10th October 2019]. (In Russian)
- (16) EPDK. *Natural Gas Market: Monthly Sector Report List*. Available from: <https://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-0-95-1007/dogal-gazaylik-sektor-raporu> [Accessed: 10th October 2019]. (In Turkish)
- (17) EPDK. *About us – History*. Available from: <https://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/1-1051/kurumsaltarihce> [Accessed: 10th October 2019]. (In Turkish)
- (18) *Howell N, Pereira R. LNG in Europe: Current Trends, the European LNG Landscape and Country Focus*. Available from: <https://www.energylegalblog.com/blog/2019/09/16/lng-europe-current-trends-european-lng-landscape-and-country-focus#page=1> [Accessed: 10th October 2019].

ПЛАНИРОВАНИЕ ЗАТРАТ НА КОНСЕРВАЦИОННЫЕ РАБОТЫ ОБЪЕКТОВ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ В СИСТЕМЕ ПАО «ГАЗПРОМ»

УДК 338.28

Е.С. Гервиц, к.э.н., ООО «НИИгазэкономика» (Москва, РФ),

E.Gervitz@econom.gazprom.ru

Л.В. Шамис, к.э.н., ООО «НИИгазэкономика», L.Shamis@econom.gazprom.ru

М.А. Галактионова, ООО «НИИгазэкономика»,

M.Galaktionova@econom.gazprom.ru

Д.А. Гуттаковский, ООО «НИИгазэкономика»,

D.Guttakovskiy@econom.gazprom.ru

О.Г. Калашникова, ООО «НИИгазэкономика»,

O.Kalashnikova@econom.gazprom.ru

В последние годы наблюдается заметное увеличение затрат на консервацию, повторное введение в эксплуатацию и техническое обслуживание приостановленных объектов основных средств в базовых видах деятельности ПАО «Газпром». Рост бюджетов дочерних обществ обусловлен расходами на консервационные работы. Планирование этой статьи расходов осложняется отсутствием унифицированных нормативных документов. В связи с вышесказанным разработка методики формирования укрупненных нормативов затрат на консервацию объектов основных фондов применительно к специфике деятельности ПАО «Газпром» на стадии среднесрочного планирования представляется актуальной задачей в перспективе совершенствования нормативной базы расходов на консервацию, расконсервацию и техническое обслуживание объектов основных фондов.

Представленная в работе методика включает следующее. Определение порядка формирования базы укрупненных нормативов затрат на консервацию, расконсервацию и техническое обслуживание законсервированных объектов основных средств. Определение достаточных критериев для включения объекта в перечень объектов-представителей, в том числе – значимость объектов для функционирования единой системы газоснабжения, их репрезентативность и планку первоначальной стоимости. Алгоритм и форму представления расчета затрат на консервацию, расконсервацию и техническое обслуживание объектов основных средств. Апробацию алгоритма расчета.

На следующем этапе решения поставленной задачи предстоит разработка укрупненных нормативов затрат.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ПЛАНИРОВАНИЕ, НОРМАТИВНАЯ БАЗА, ОБЪЕКТЫ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ, КОНСЕРВАЦИЯ, РАСКОНСЕРВАЦИЯ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ.

ПЛАНИРОВАНИЕ ЗАТРАТ НА КОНСЕРВАЦИЮ

В настоящее время управление основными фондами ПАО «Газпром» связано с решением задач по оптимизации производственных мощностей, необходимость которой обусловлена в том числе вступлением ряда месторождений Надым-Пур-Тазовского региона в завершающую стадию разработки, недозагрузкой отдельных трубопроводов и компрессорных

станций и другими факторами. В этой связи встает вопрос о консервации основных средств (ОС) в целях сокращения эксплуатационных расходов в организациях системы ПАО «Газпром» [1].

Нельзя не отметить важное значение своевременного планирования консервации объектов ОС. При возникающей несинхронности ввода отдельных объектов приостановка временно неиспользуемых значительно снижает арендную

плату. Совершенствование системы планирования данного вида затрат, включая подходы к оценке и контролю расходов, становится актуальной задачей.

Для анализа и планирования расходов важное значение имеет информационная база фактических данных о затратах на консервацию, расконсервацию и техническое обслуживание (ТО) объектов ОС. Основой такой базы служат формы корпоративной статистической

Ye.S. Gervits, PhD in economics, NIIgazekonomika LLC (Moscow, the Russian Federation),

E.Gervitz@econom.gazprom.ru

L.V. Shamis, PhD in economics, NIIgazekonomika LLC, L.Shamis@econom.gazprom.ru

M.A. Galaktionova, NIIgazekonomika LLC, M.Galaktionova@econom.gazprom.ru

D.A. Guttakovskiy, NIIgazekonomika LLC, D.Guttakovskiy@econom.gazprom.ru

O.G. Kalashnikova, NIIgazekonomika LLC, O.Kalashnikova@econom.gazprom.ru

Cost planning for conservation works at fixed assets of Gazprom PJSC system

In the recent years there is a significant increase in costs for preservation, re-commissioning and technical maintenance of Gazprom's suspended fixed assets. The budget growth in subsidiary companies is caused by increased preservation costs. The cost budgeting is complicated by the lack of unified regulatory documents. Thus, the development of the method for generating aggregated standard costs for preservation of Gazprom's fixed assets at the mid-term planning stage is considered to be a relevant task within the process of improving basic standards costs for preservation, de-preservation and technical maintenance of fixed assets.

The methodology presented in the paper includes as follows: determination of the procedure for generating aggregated standard costs for preservation, de-preservation and technical maintenance of fixed assets; determination of sufficient criteria for adding the asset to the list of representative assets, including the relevance of the asset for the Unified Gas Supply System, its representativeness and original cost level; algorithm and form of cost estimate for preservation, de-preservation and technical maintenance of fixed assets and estimation algorithm testing.

The next stage of the set task is the development of aggregated standard costs.

KEYWORDS: PLANNING, REGULATORY BASE, FIXED ASSETS, PRESERVATION, DE-PRESERVATION, TECHNICAL MAINTENANCE.

отчетности ПАО «Газпром», которая обязательна для дочерних обществ. Планирование затрат непосредственно на основе данных корпоративной отчетности нерационально ввиду большого объема и разнородности информации. Разнородность обусловлена наличием конструктивных, технических особенностей, дифференциацией географического положения и различным составом учитываемых расходов на консервацию объектов одного типа. Отсутствие унифицированного подхода к определению затрат создает предпосылки для искажения информации, что отражается на достоверности расчетов и затрудняет процесс сравнительного анализа и планирования.

Мы выявили различные подходы дочерних обществ ПАО «Газпром» по форме отчетности в отношении идентичных расходов: бюджет на консервацию рассчитывается как по статьям затрат (материалы, трудовые ресурсы и т.п.), так и по видам работ. В случае расчета по видам работ стоимостные показатели, как правило, представлены агрегировано, например, « подгото-

вительные работы», «консервация скважины» и т.д., что не позволяет оценивать фактический состав работ, проводить детальный анализ и осуществлять планирование без привлечения дополнительной информации. Планирование осложняется и отсутствием единого механизма приведения стоимостных показателей к текущему уровню цен.

Решению этих проблем в значительной мере может способствовать создание базы укрупненных нормативов затрат на консервацию, расконсервацию и ТО законсервированных объектов ОС ПАО «Газпром» (УНЗ), которая будет представлять собой систему укрупненных нормативных показателей, отражающих фактическую величину затрат на выполнение типового состава работ с учетом технологических особенностей объектов, территориальных, климатических и гидрогеологических условий проведения работ. Наличие такой базы в перспективе приведет к снижению трудозатрат на планирование консервации ОС и сокращению ненормируемой части расходов.

ФОРМИРОВАНИЕ НОРМАТИВОВ ЗАТРАТ НА КОНСЕРВАЦИЮ

На первом этапе необходимо создать перечень объектов-представителей ОС, для которых будут разработаны УНЗ. В этот перечень рекомендуется включать объекты, соответствующие следующим критериям:

- высокая технологическая значимость для функционирования единой системы газоснабжения;
- репрезентативность на балансе ПАО «Газпром» и дочерних организаций ПАО «Газпром»;
- значительная первоначальная (восстановительная) стоимость ОС (от 1 млн рублей и более).

В перечень включаются и комплексные объекты-представители, которые состоят из совокупности предприятий и рассматриваются как один технологический объект (например, резервуарный парк). По ним устанавливается единый УНЗ.

Укрупненные нормативы затрат для каждого объекта-представителя разрабатывают для типового состава работ. Анализ зависимости состава и структуры затрат

Таблица. Распределение объектов–представителей по группам технологической сложности проведения работ по консервации и расконсервации
Table. Breakdown of representative assets by technological complexity of preservation and de-preservation works

Группа сложности 1 1 complexity group	Группа сложности 2 2 complexity group
Емкости, резервуары Vessels, tanks	Скважины газовые эксплуатационные Gas production wells
Парки резервуарные Tank fleets	Скважины газоконденсатные эксплуатационные Gas condensate production wells
Подстанции трансформаторные комплектные Packaged transformer substation	Скважины нефтяные эксплуатационные Oil production wells
Линия электропередачи воздушная Overhead transmission line	Скважины разведочные Exploration wells
Электростанции дизельные Diesel power stations	Газосборные коллекторы Gas gathering headers
Здания производственного назначения Industrial buildings	Газопроводы–шлейфы Gas flowlines
Водопроводы Water lines	Нефтегазопроводы (конденсатопроводы) Oil and gas pipelines (condensate pipelines)
Сети канализации Sewage systems	Газопроводы подключения Connecting gas pipelines
Насосы центробежные Centrifugal pumps	Газопровод магистральный Trunk gas pipeline
Котлы водогрейные Hot water boilers	Газопроводы–отводы Gas pipeline branches
–	Трубопроводы технологические Process pipelines
–	Установки очистки газа Gas treatment facilities
–	Установка (система) подготовки топливного, пускового и импульсного газа Fuel, start and pulse gas treatment facility (system)
–	Аппараты воздушного охлаждения Air cooling units
–	Газоперекачивающие агрегаты Gas pumping units
–	Станции газораспределительные комплектные Packaged gas distribution stations

от характеристик объекта показал, что при формировании типового состава работ на консервацию и расконсервацию целесообразно учитывать отнесение объекта–представителя к одной из двух групп технологической сложности [2] (табл. 2).

В первой группе объектов:

- работы осуществляются с использованием производственного инвентаря (механизированного инструмента, инвентаря для вы-

полнения строительно–монтажных работ) или без него;

- специальное оборудование не используется;

- работы, связанные с повышенной опасностью, отсутствуют.

Во второй группе объектов:

- работы проводятся с использованием специального оборудования (для бурения и откачки воды, цементационного, машин для монтажа и демонтажа технологического оборудования);

- сотрудники должны обладать необходимой квалификацией и иметь допуск к работам, связанным с повышенной опасностью;
- работы, как правило, осуществляют специализированные подрядные организации.

При проведении анализа состава работ выявлено, что на их качественные и количественные характеристики, как следствие – на величину затрат на консервацию, влияет целый ряд факторов:

- природно–климатические и геологические условия;

- причины консервации;

- варианты дальнейшего использования консервируемого объекта (расконсервация или ликвидация);

- способ выполнения работ (собственными силами или с привлечением подрядных организаций).

Для сформированного типового состава работ по объекту–представителю определяют объемные и стоимостные показатели. Объемные показатели учитываются на основе выполненной проектной документации. Стоимость каждого вида работ, занесенного в специальную форму, определяют ресурсным методом с учетом способа их выполнения (хозяйственный или подрядный).

Рекомендуется дифференцировать УНЗ в зависимости от технологического, технического, объемно–планировочного и конструктивного исполнения. В случае подтверждения влияния этих факторов на величину расходов допускается использование одного из двух способов учета:

- разработка нескольких УНЗ на один объект–представитель;

- разработка системы коэффициентов к УНЗ.

В стоимостном выражении УНЗ предлагается формулировать для следующих базовых условий:

- условий Ямало–Ненецкого автономного округа (до полярного круга) по виду деятельности «добыча газа»;

- условий Московской обл. по видам деятельности «транспорт газа»,

«переработка углеводородов», «подземное хранение газа».

При этом следует применять корректирующие районные коэффициенты, определяющие уровень стоимости работ по сравнению с базовым регионом. Для приведения показателей исходных данных к базовому уровню цен, а также при определении стоимости консервации, расконсервации и ТО законсервированных объектов ОС в уровне цен, отличном от базового, к стоимости, опре-

деленной по нормативу, должны применяться соответствующие индексы-дефляторы.

Совершенствование системы планирования затрат на консервацию, расконсервацию и ТО законсервированных объектов ОС – это сложная задача, требующая как унификации методических подходов, так и дифференцированного учета различных факторов, влияющих на расходы. С этих позиций были разработаны рекомендации по формированию УНЗ в зависи-

мости от типа объекта, сценария его дальнейшей эксплуатации, сложности и способа выполнения работ и т.д. [3].

Полученные результаты апробации подтвердили достоверность разработанных методических подходов, что позволяет использовать их для планирования потребности в денежных средствах, необходимых для проведения консервации, расконсервации и ТО законсервированных объектов ОС. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Шамис Л.В., Гуттаковский Д.А., Галактионова М.А. Измерение эффективности использования и управления основными производственными фондами в добыче газа // Микроэкономика. 2017. №6. С. 30–35.
2. Митрейкина И.В., Пахомов С.В., Сиутин Д.А. Исследование и оценка факторов, влияющих на величину трудоемкости работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования в нефтегазовой отрасли // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2017. №6. С. 25–31.
3. Р Газпром 3.0-6-050-2018. Основные средства. Укрупненные нормативы затрат. Консервация, расконсервация и техническое обслуживание законсервированных объектов. Методика формирования [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.

REFERENCES

- (1) Shamis LV, Guttakovskiy DA, Galaktionova MA. The measurement of the efficiency of using and controlling main gas production assets. *Microeconomics = Mikroekonomika*. 2017; 6: 30–35. (In Russian)
- (2) Mitreykina IV, Pakhomov SV, Siutin DA. Study and assessment of factors having an impact on the labor intensity of equipment maintenance and repair in the oil & gas industry. *Economic issues and oil & gas facility management = Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom*. 2017; 6: 25–31. (In Russian)
- (3) R Gazprom 3.0-6-050-2018. Fixed assets. Standard aggregated costs. Preservation, de-preservation and technical maintenance of fixed assets. Development methods. Limited availability. (In Russian)

GAZOVAYA
PROMYSHLENNOST'

ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

GAS INDUSTRY

Gas Industry journal expands international cooperation and invites authors from different countries to publish scientific articles in English

Gas Industry journal is included in the list of Higher Attestation Commission, “the leading reviewed scientific journals and editions in which the basic scientific results of dissertations on competition of scientific degrees of doctor and candidate of sciences should be published”.



**General information
about the journal:**
<http://neftegas.info/en/gasindustry/>



Main thematic sections:
<http://neftegas.info/en/gasindustry/about-magazine/>

Submission of manuscripts:
info@neftegas.info

Founder
Gazprom PJSC

МЕТОДЫ УЧЕТА ВЛИЯНИЯ ЧЕЛОВЕЧЕСКОГО ФАКТОРА В УПРАВЛЕНИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ РИСКАМИ

УДК 614.8.084

П.А. Курочкин, АО «НИПИГАЗ» (Москва, РФ), kurochkinpa@nipigas.ru

В статье рассмотрены методы количественной оценки влияния человеческого фактора, которые используются в системах управления охраной труда в строительных организациях в отечественной и зарубежной практике. Представлены «дерево задач» и «дерево объектов». «Дерево задач» выстроено по иерархии уровней медико-гигиенических, производственно-технологических, организационно-управленческих и социально-экономических задач. В «дереве объектов» обозначены уровни профессионального, производственного и социально-экономического рисков с отражением отдельных компонентов человеческого фактора.

В работе показано, что современный этап развития систем управления охраной труда не предполагает единого методологического подхода к оценке зависимости уровня производственных, профессиональных и социально-экономических рисков от человеческого фактора. Во всех актуальных исследованиях нашего времени человеческий фактор определяется качественно, с использованием лингвистических переменных и неколичественных характеристик. Отсутствует универсальная процедура расчета параметров человеческого фактора.

В статье предложены эмпирический и количественный методы оценки влияния человеческого фактора на производственные риски через интегральный показатель. Обоснована возможность использования теории синтеза интегральных оценочных критериев в задачах принятия решений для расчета параметра этого влияния. Описана техника расчета синтезирующего, обобщающего и частных показателей человеческого фактора.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ОХРАНА ТРУДА, ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР, ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ РИСК, ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЙ РИСК, КВАЛИФИКАЦИЯ, ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ОБЯЗАННОСТИ, ЛИЧНОСТНЫЕ КАЧЕСТВА, ДЕЛОВЫЕ КАЧЕСТВА, КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА.

Можно выделить следующие основные причины потенциально опасных действий, которые совершают сотрудники строительных организаций:

- низкий уровень их квалификации;
- отсутствие навыков безопасного выполнения работ;
- неосведомленность в отношении требований нормативно-технической документации в области промышленной безопасности (ПБ) и охраны труда (ОТ);
- нарушение производственной и технологической дисциплины;
- несоответствие психофизиологических особенностей личности условиям и характеру выполняемой работы.

В современной специализированной литературе широко используются близкие по значению термины: человеческая ошибка

и человеческий фактор (ЧФ) [1]. ЧФ – многогранное понятие, которое можно определить как воздействие на производственные и управленческие процессы ряда параметров, среди которых можно выделить следующие (рис. 1):

- уровень профессиональной подготовки работников (знания, необходимые для оценки реально существующих потенциальных угроз, и информированность о мерах контроля идентифицированных опасностей на всех стадиях производства);
- морально-психологическое состояние работников;
- их состояние здоровья;
- способность выполнять свои функциональные обязанности;
- личные качества (ценностные ориентиры, нравственные принципы, нормы поведения в сфере труда, досуга и потребления, уста-

новки и представления о личностно значимых элементах жизни – социальной справедливости, правах и свободах человека, гражданской позиции, профессиональном долге и т. п.).

Понятие ЧФ применимо в том числе в случаях, когда работники пытаются добиться результата за счет несоблюдения элементарных требований техники безопасности (эффект мнимого ускорения) или выполняют свои обязанности недобросовестно, небрежно и с большой долей самоуверенности [1, 2].

Несовершенство системы идентификации опасностей и оценки рисков способствует росту числа чрезвычайных ситуаций, обусловленных ЧФ и иными системными причинами, что, в свою очередь, приводит к неспособности персонала адекватно реагировать

P.A. Kurochkin, AO NIPIGAZ (Moscow, the Russian Federation), kurochkinpa@nipigas.ru

Methods for consideration of human factor impact in production risk management

The article addresses methods for consideration of human factor impact, which are used in labor protection management systems in domestic and foreign construction organizations. The task tree and the object tree are provided. The task tree is organized into graded hierarchy of medical and hygienic, engineering and manufacturing, organizational and managerial, social and economic tasks. In the object tree, there are levels of professional, production, and social and economic risks with components of human factor indicated separately.

The study shows that the current stage of labor protection management system development does not imply a single methodological approach for assessment of how production, professional, and social and economic risks depend on human factor. All the relevant studies of the present day determine human factor qualitatively using linguistic variables and non-quantitative characteristics. There is no universally applicable procedure for calculation of human factor parameters.

The article suggests two methods — empirical and quantitative, — for evaluating the human factor impact on production risks, via integrated index. A possibility is substantiated to use the theory of integrated evaluation criteria synthesis in decision-making for calculation of this impact parameter. Calculation technique is described for synthesizing, summarizing, and individual indicators of human factor.

KEYWORDS: LABOR PROTECTION, HUMAN FACTOR, PRODUCTION RISK, PROFESSIONAL RISK, COMPETENCE, FUNCTIONAL DUTIES, PERSONAL QUALITIES, PROFESSIONAL QUALITIES, QUANTITATIVE EVALUATION.



на имеющиеся реальные и потенциальные угрозы.

В исследованиях современных отечественных и зарубежных авторов [1–9] ЧФ и его компоненты определяются описательно, с использованием неколичественных характеристик и лингвистических переменных (например, «высокий уровень риска», «необходимый уровень компетенций» и т.п.). При этом фактически не рассматривается количественная оценка ЧФ, опущен комплексный анализ рисков и процессов системы управления ОТ (СУОТ).

МЕТОДЫ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ЧЕЛОВЕЧЕСКОГО ФАКТОРА

Управление ОТ и ПБ в строительных организациях – сложный механизм и, как правило, он рассматривается в едином методологическом

подходе с управлением производственными, профессиональными и социально-экономическими рисками. В табл. 1 представлено «дерево задач» СУОТ и ПБ и выделены уровни медико-гигиенических, производственно-технологических, организационно-управленческих и социально-экономических задач, которые на практике реализуют функции управления рисками посредством контроля соответствующих показателей производственно-технологического процесса.

Следующие риски оцениваются при принятии решений в строительных организациях.

Профессиональные риски связаны с возможностью травматизма, утраты здоровья или смерти работника при исполнении им трудового договора (и в других установленных законом случаях) при существующем уровне ле-

чебно-профилактического обеспечения его профессиональной деятельности.

Производственные – включают риски снижения технологической безопасности работающих при заданном уровне надежности зданий, сооружений, оборудования, инструмента и инвентаря, транспортных средств, машин и механизмов.

Социально-экономические риски определяют способность работников выполнять свои обязанности в силу имеющейся квалификации, достигать необходимых результатов при фактическом уровне материального стимулирования и социальной защищенности.

Труд в строительных организациях станет безопасным, если для этого созданы благоприятные условия:

- наличие достаточной квалификации у сотрудников;

Таблица 1. «Дерево задач» СУОТ и ПБ строительной организации
Table 1. LPMS and OS task tree at construction company

Задачи СУОТ LPMS tasks	Показатели производственно-технологического процесса Process indicators
Медико-санитарные задачи (условия труда, снижение или полное исключение производственного травматизма и профессиональной заболеваемости) Health-care tasks (labor conditions, reducing or eliminating occupational injuries and illnesses)	Показатели условий производства работ (условия производства работ, в том числе – климатические и микроклиматические); доступность мест проведения работ (в том числе – транспортная), сезонность работы, удаленность мест производства работ от центров управления Working conditions' indicators (working conditions including climate and microclimate); site accessibility (including transport accessibility), seasonal nature of work, site remoteness from the management centers
Организационно-управленческие задачи (организация труда, соблюдение законодательных и корпоративных требований по ОТ) Organizational and managerial tasks (labor management, meeting the legal and corporate requirements on LP)	Эффективность организации труда, производства и управления (организация труда, организация производства и организация управления производством) Efficiency of labor and production management and management control (labor management, production management, and management engineering)
Производственно-технологические задачи (повышение технологичности производства, наличие и доступность технологий) Engineering and manufacturing tasks (improving the use of technology; availability and accessibility of technology)	Эффективность использования техники и технологии Efficiency of using the equipment and technology
Социально-экономические задачи (экономический эффект от эффективной СУОТ, повышение социальной защищенности работников) Social and economic tasks (economic benefit of efficient LPMS, enhancing social protection of employees)	Профессиональные и личные качества работников (мотивация к безопасному труду, развитие «нетехнических качеств» – лидерство в ОТ, реакция на проблемы и планирование работ) Professional and personal qualities of employees (motivation for safe working, developing non-tech qualities: LP leadership, response to problems and work planning)

– четкое и однозначное понимание ими функциональных обязанностей;

– обладание соответствующими занимаемой должности личностными и деловыми качествами.

Квалификация работника определяется имеющимся у него уровнем знаний, умений и навыков – обученностью, а также потенциалом их приобретать – обучаемостью. Уровень квалификации – это способность выполнять функциональные обязанности, которые соответствуют занимаемой должности, работу определенного состава и сложности, принимать грамотные решения. Количественным

выражением уровня квалификации служит разряд, категория, класс, грейд, присвоенные в соответствии с требованиями государственных, ведомственных, корпоративных и иных нормативно-правовых или локальных нормативных актов.

Способность работника выполнять плановые задания или функциональные обязанности, повлиять на безопасное выполнение работ зависит от его информированности, фактического уровня полномочий и ответственности.

Личностный компонент ЧФ формирует культура, полученная в процессе воспитания, мотивация к безопасному труду и состояние

здоровья, определяющее способность человека осуществлять свою трудовую функцию.

Масштабы выполнения функциональных обязанностей, сфокусированных на том или ином уровне организационной структуры, определяются такими факторами, как сложность, важность и разнообразие решаемых проблем, а также глубина разделения труда и ритмичность производственных процессов, развитость системы коммуникаций и психологический климат в подразделениях и рабочих бригадах. В эту категорию попадают личностные качества руководителей и производителей работ – их мотивация, культура, здоровье.

Таким образом, ЧФ можно рассматривать как совокупность личностных и профессиональных качеств сотрудника, которые оказывают существенное влияние на его взаимодействие с другими людьми и оборудованием в процессе работы с учетом постоянно изменяющихся технических и технологических условий. ЧФ можно определить количественно в виде интегрального критерия КЧФ – функции мотивации (М), квалификации (К) и выполнения функциональных обязанностей (Ф):

$$K_{\text{ЧФ}} = f(M, K, \Phi). \quad (1)$$

В практике управления ЧФ выделяют эмпирический и количественный подходы.

В основе эмпирического подхода лежит метод экспертных оценок, который позволяет описать уровни М, К и Ф лингвистическими переменными и присвоить им цифровое значение с использованием специальной шкалы, разработанной в [1, 2] для угледобывающих предприятий. Метод экспертных оценок отталкивается от того, что рассматриваемые факторы воздействуют на уровни профессионального, производственного и социально-экономического рисков. В этом случае интегральный показатель риска описывается формулой:

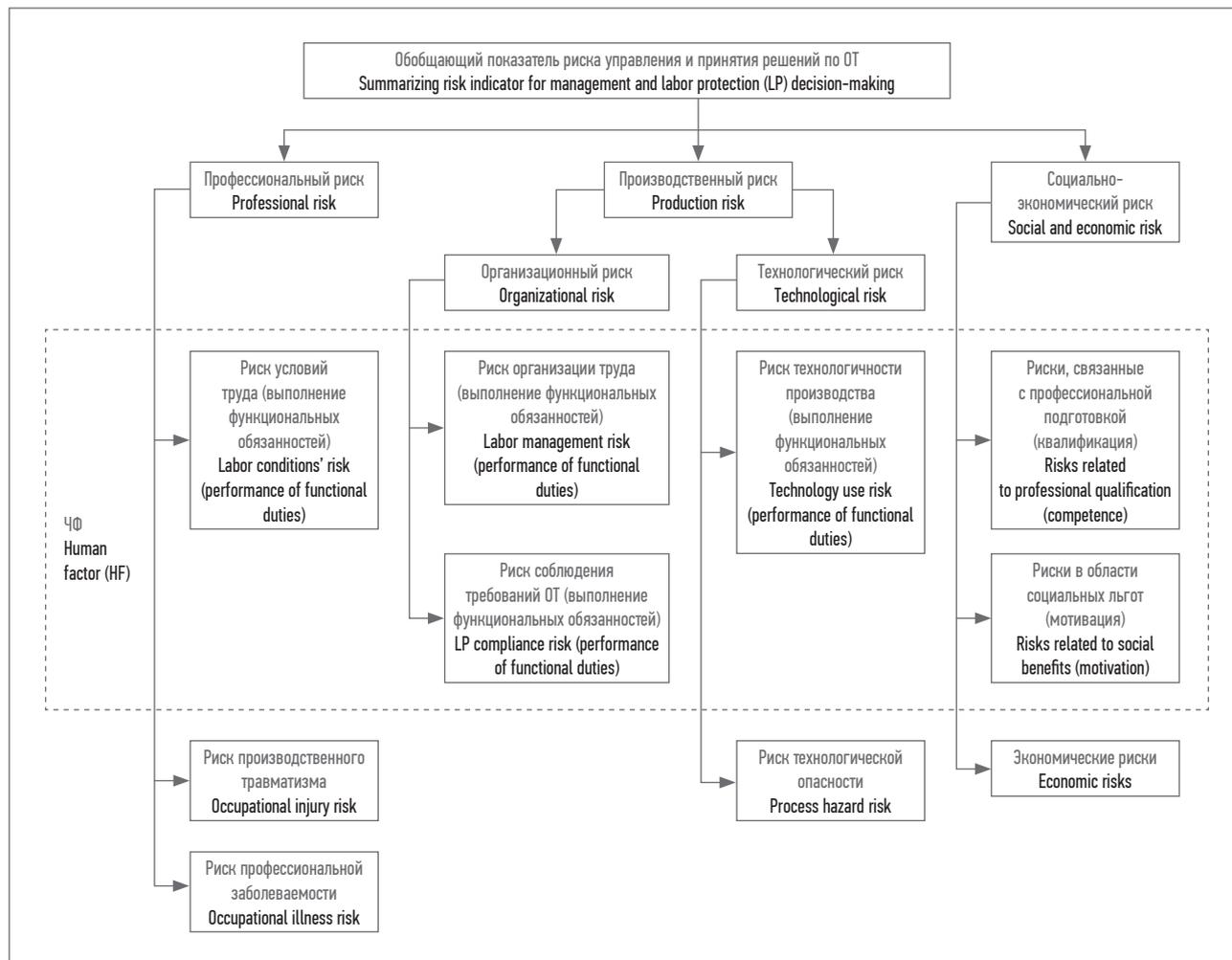


Рис. 1. СУОТ и ПБ в строительных организациях
Fig. 1. Labor protection management system (LPMS) and occupational safety (OS) in construction companies

$$K_{\text{чФ}} = M^{d_1} \cdot K^{d_2} \cdot \Phi^{d_3}, \quad (2)$$

где d_1, d_2, d_3 – эмпирические коэффициенты, отражающие степень влияния мотивации, квалификации и выполнения функциональных обязанностей соответственно; их сумма, очевидно, равна единице. Эмпирические коэффициенты определяются экспертно для каждой строительной организации (путем анкетирования).

Проведенные на угледобывающих предприятиях исследования показали, что влияние $K_{\text{чФ}}$ на уровень производственного риска описывается кусочно-непрерывной функцией, при этом влияние каждого из его уровней аппроксимируется экспонентой:

$$R_i = f_i(K_{\text{чФ}}) = a_i \exp(-b_i K_{\text{чФ}}), \quad (3)$$

где a_i и b_i – эмпирические коэффициенты для i -го уровня $K_{\text{чФ}}$.

Основное достоинство эмпирического метода – это его практичность, а недостаток – значительный объем времени, который требуется, чтобы определить репрезентативную выборку, провести анкетирование и рассчитать значения.

С учетом того, что эмпирический метод обладает большой долей погрешности, для ее минимизации в настоящей работе предложен способ количественной оценки $K_{\text{чФ}}$ строительной организации. В основу метода положена теория синтеза интегральных оценочных критериев в задачах принятия решений.

На рис. 2 представлена обобщенная схема синтеза $K_{\text{чФ}}$. Синтезирующий показатель можно рассчитать по формуле:

$$K_{\text{чФ}} = a_1 K_{\text{кв}} + a_2 K_{\text{л}} + a_3 K_{\text{д}}, \quad (4)$$

где $K_{\text{кв}}, K_{\text{л}}, K_{\text{д}}$ характеризуют профессиональные знания работника, его личностные и деловые качества соответственно; a_1, a_2, a_3 – степень значимости влияния данных показателей на результативность труда.

Показатель уровня квалификации работников (или отдельного работника) строительной организации определяется следующим образом:

$$K_{\text{кв}} = \frac{(0,5\text{Ч}_0 + 0,4\text{Ч}_c + 0,3\text{Ч}_n)}{\text{Ч}_{\text{общ}}}, \quad (5)$$

где Ч_0 – количество работников с высшим и средним-специальным образованием; Ч_c – количество работников со ста-

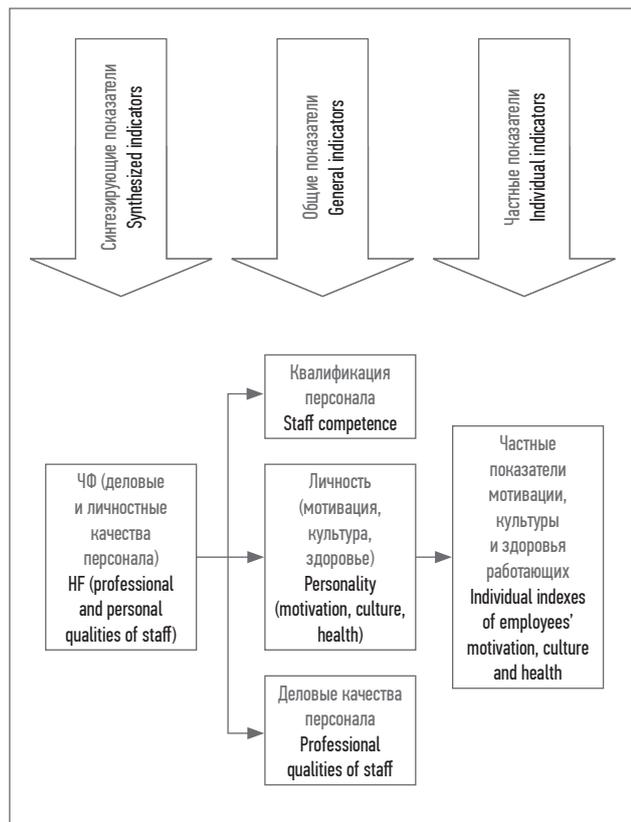


Рис. 2. Обобщенная схема синтеза интегрального критерия для оценки ЧФ
Fig. 2. Generalized scheme of integrated evaluation criteria synthesis for HF evaluation

жем не менее 5 лет по данной специальности; $Ч_n$ – количество работников, прошедших повышение квалификации в рассматриваемом периоде; $Ч_{общ}$ – общее количество работников; 0,5, 0,4 и 0,3 – коэффициенты значимости, квалификации, стажа работы и периодичности повышения квалификации соответственно.

Показатель уровня личностных и деловых качеств работников предлагается рассчитывать по следующей формуле:

$$K_d = \sum_{i=1}^n \frac{a_i K_i}{10} = \frac{0,2K_1 + 0,1K_2 + 0,1K_3 + 0,17K_4 + 0,3K_5 + 0,28K_6}{10}, \quad (6)$$

где K_i – аспекты работы, по которым оцениваются личностные и деловые качества сотрудника, выраженные в баллах от 1 до 10; K_1 – отношение к делу; K_2 – ответственность за выполнение работы; K_3 – инициативность работника при выполнении задания; K_4 – качество выполняемой работы; K_5 – знание своего дела; K_6 – эффективность работы; a_i – степень значимости аспекта работы и ее влияние на результативность труда, которая определяется экспертно.

Обобщенная модель синтеза интегрального показателя риска строительной организации с учетом влияния ЧФ представлена на рис. 3.

Проанализировав существующие подходы к содержанию процесса управления риском в промышленной и экологической безопасности и экономике, можно сделать вывод, что оптимальная схема управления влиянием ЧФ на интегральный показатель риска строительной организации состоит из этапов идентификации факторов, оценки величины, контроля и определения стратегии управления характеристиками ЧФ и обусловленными им рисками, включая финансирование мероприятий по снижению выраженности рисков. Данная схема реализует комплексный подход и согласуется с принципом циклического функционирования систем менеджмента безопасности труда.

По каждому комплексному критерию, сконструированному по совокупности частных показателей, можно производить оценку эффективности сложных систем. Это подтверждается следующими соображениями:

- качество системы не только познаваемо, но и должно быть количественно выражено;
- выбор лучшего варианта из нескольких проводится путем оптимизации функции, которая зависит от нескольких переменных.

Теория оптимизации строится на соблюдении важного условия: оптимизируемая функция должна быть единственной. Следовательно, потенциальное качество объекта должно иметь единственный показатель, которым в разработанной модели выступает интегральный показатель риска, обусловленного влиянием ЧФ.

Контроль на основании количественной оценки интегрального показателя риска предлагается осуществлять с использованием обобщенной функции желательности Харрингтона, принимая во внимание, что риск – это величина, обратная желательности (табл. 2).

Выбор стратегии управления риском в строительной организации на основании значений интегрального показателя риска с учетом влияния ЧФ заключается в выборе одного из сценариев, представленных в табл. 3.

Предлагаемый подход нацелен на максимальное снижение уровня риска организации в условиях реально имеющихся ресурсов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье рассмотрены эмпирический и количественный подходы к оценке ЧФ в СУОТ и ПБ в строительных организациях. Показано, что в работах современных исследователей ЧФ определяется качественно, с использованием неколичественных характеристик и лингвистических переменных. Количественная оценка характеристик ЧФ

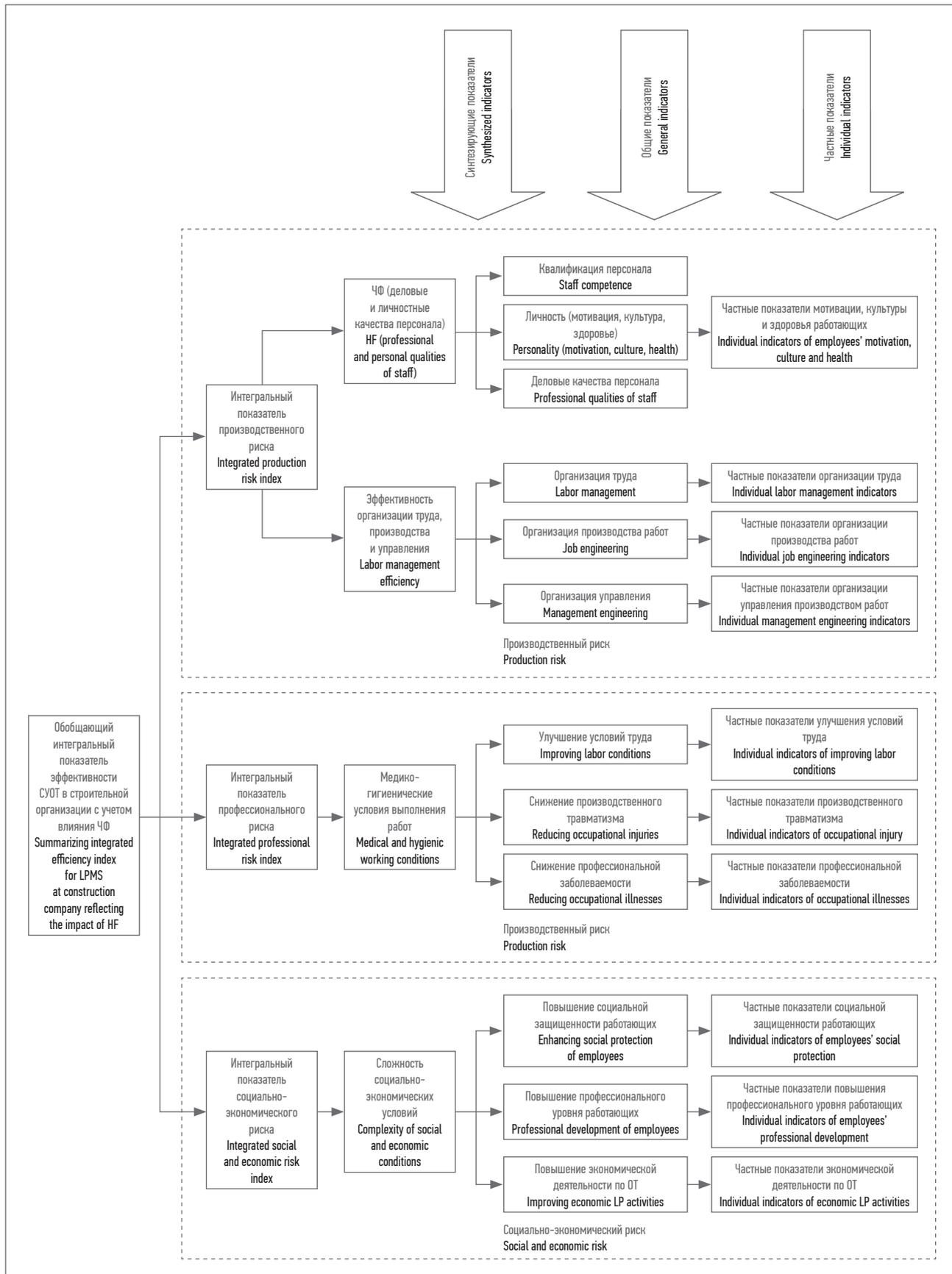


Рис. 3. Обобщенная модель синтеза интегрального показателя риска строительной организации с учетом влияния ЧФ
Fig. 3. Summarized model of integrated index synthesis at construction company reflecting HF impact

Таблица 2. Шкалирование интегрального показателя риска на основе функции желательности Харрингтона
Table 2. Scaling the integrated risk index based on Harrington's desirability function

Уровень желательности Desirability	Интервал шкалы Range of scale	Уровень риска Risk	Интервал шкалы рисков ОТ Range of LP risk scale
Очень хорошо Very good	1,00–0,80	Очень низкий Very low	0–0,20
Хорошо Good	0,79–0,64	Низкий Low	0,21–0,60
Удовлетворительно Acceptable	0,63–0,37	Средний Medium	0,37–0,63
Плохо Bad	0,36–0,21	Высокий High	0,64–0,79
Очень плохо Very bad	0,20–0	Очень высокий Very high	0,80–1,00

Таблица 3. Стратегии управления риском строительной организации
Table 3. Risk management strategies at construction company

Пятиуровневая шкала 5-level scale	Стратегия управления риском Risk management strategy	Трехуровневая шкала 3-level scale	Стратегия управления риском Risk management strategy
Очень низкий Very low	Сохранение Maintain	–	–
Низкий Low	Сохранение (частичное уменьшение) Maintain (partly reduce)	Низкий Low	Сохранение Maintain
Средний Medium	Уменьшение Reduce	Средний Medium	Уменьшение Reduce
Высокий High	Уменьшение (частичная передача) Reduce (partly transfer)	Высокий High	Передача Transfer
Очень высокий Very high	Передача Transfer	–	–

не рассматривается как объект единой методологии управления профессиональным, производственным и социально-экономическим рисками. В то же время

известны методы количественной оценки, которые позволяют определить характеристики ЧФ и его параметры. На современном этапе функционирования СУОТ

нельзя говорить о существовании единого методологического подхода к определению влияния ЧФ на уровни производственных рисков. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Воробьева О.В. Научное обоснование оценки и управления производственными рисками на угледобывающих предприятиях с учетом влияния человеческого фактора: дис. ... к.т.н. М, 2009. 137 с.
2. Артемьев В.Б., Лисовский В.В., Сальников А.А. и др. Освоение контроля опасных производственных ситуаций – новый этап повышения безопасности и эффективности производства в АО «СУЭК» // Уголь. 2016. №12 (1089). С. 46–51.
3. Захаров П., Пересыпкин С. Культура безопасности труда. Человеческий фактор в ракурсе международных практик. М.: Альпина Паблишер, 2019. 126 с.
4. Фролов А.В., Пушенко С.Л., Лепихова В.А. и др. Безопасность жизнедеятельности и охрана труда в строительстве: Учебное пособие. Ростов-на-Дону: «Феникс», 2010. 704 с.
5. Reason J. Human error: models and management // BMJ, 2000, V. 320. No. 7237. P. 768–770.
6. Janicak C.A. Applied Statistics in Occupational Safety and Health. 2nd ed. Lanham, MD, USA: The Scarecrow Press, Inc., 2007. 185 p.
8. Proctor R.W., Zandt T. Human Factors in Simple and Complex Systems. 3rd ed. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2018. 698 p.

REFERENCES

- (1) Vorobyeva OV. *Scientific basis of production risk evaluation and management at coal mining companies reflecting the impact of human factor*. PhD thesis. Moscow State Mining University; 2009. (In Russian)
- (2) Artemiev VB, Lisovskiy VV, Salnikov AA, et al. Hazardous production situations management is a new stage in SUEK JSC production safety and efficiency improvement. *Ugol' = Coal*. 2016; 1089 (12): 46–51. (In Russian)
- (3) Zakharov P, Peresyppkin S. *Occupational Safety Culture. Human Factor with a View to International Practice*. Moscow: Alpina Publisher; 2019. (In Russian)
- (4) Frolov AV, Pushenko SL, Lepikhova VA, et al. *Health and Safety and Labor Protection in Construction: Study Guide*. Rostov-On-Don, Russia: Phoenix; 2010. (In Russian)
- (5) Reason J. Human error: models and management. *BMJ*. 2000; 7237(320): 768–770.
- (6) Janicak CA. *Applied Statistics in Occupational Safety and Health*. 2nd ed. Lanham, MD, USA: The Scarecrow Press, Inc.; 2007.
- (8) Proctor RW, Zandt T. *Human Factors in Simple and Complex Systems*. 3rd ed. Boca Raton, FL, USA: CRC Press; 2018.

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ 2019–2020



RUSSIAN ENERGY
EVENTS EXPERTS



АЗЕРБАЙДЖАН



2–4 ИЮНЯ 2020 • БАКУ

27-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ
CASPIAN OIL & GAS 2020

США



6–10 ДЕКАБРЯ 2020 • ХЬЮСТОН

23-й МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ
КОНГРЕСС И ВЫСТАВКА
WPC 2020



2–4 ИЮНЯ 2020 • БАКУ

10-я ЮБИЛЕЙНАЯ
КАСПИЙСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА
ЭНЕРГЕТИКА И
АЛЬТЕРНАТИВНАЯ
ЭНЕРГИЯ
CASPIAN POWER 2020

ТУРКМЕНИСТАН



10–11 ОКТЯБРЯ 2019 •
АШХАБАД

12-я ТУРКМЕНИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
ПО ИНФОРМАЦИОННО-
КОММУНИКАЦИОННЫМ
ТЕХНОЛОГИЯМ
TURKMEN TEL 2019

УЗБЕКИСТАН



3–6 ДЕКАБРЯ 2019 • БАКУ

25-я ЮБИЛЕЙНАЯ
АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ТЕЛЕКОММУНИКАЦИИ,
ИННОВАЦИИ И ВЫСОКИЕ
ТЕХНОЛОГИИ
BAKETEL 2019



5–7 НОЯБРЯ 2019 •
ТАШКЕНТ

14-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ГОРНОЕ ДЕЛО,
МЕТАЛЛУРГИЯ И
МЕТАЛЛООБРАБОТКА
**MININGMETALS
UZBEKISTAN 2019**

БАХРЕЙН



20–22 ОКТЯБРЯ 2020 • МАНАМА

2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА
GDA 2020



13–15 МАЯ 2020 • ТАШКЕНТ

24-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЬ И ГАЗ
OGU 2020

КАЗАХСТАН



30 СЕНТЯБРЯ – 2 ОКТЯБРЯ 2020 • АЛМАТЫ

27-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЬ И ГАЗ
KIOGE 2020



4–8 НОЯБРЯ 2019 • КЕЙПТАУН

25-я АФРИКАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА
AFRICA OIL WEEK 2019

RE3 – RUSSIAN ENERGY EVENTS EXPERTS (ApITPи) – это команда экспертов по организации международных выставок и конференций в нефтегазовой и энергетической отраслях, у которых за плечами в общей сложности свыше:

50 лет опыта работы

200 международных нефтегазовых выставок и конференций, ключевых в своих регионах

1 000 000 участников и посетителей

Команда **RE3** рада продолжить сотрудничество с Вами в странах, традиционно представляющих интерес для Вашего бизнеса (Азербайджан, Казахстан, Узбекистан), а также предложить новые возможности в новых регионах, в том числе на Ближнем Востоке и в США.



RUSSIAN ENERGY
EVENTS EXPERTS

T +7 499 348 85 00
E info@re3.events

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ СИСТЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ ПАО «ГАЗПРОМ» (СТО ГАЗПРОМ, Р ГАЗПРОМ),
УТВЕРЖДЕННЫХ И ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ В ПЕРИОД С 01.08.2019 ПО 31.08.2019
Продолжение таблицы. Начало в № 9 (790) 2019 г.

№ п/п	Параметр	Описание
1	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 СТО Газпром 10.005–2012
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Средства индивидуальной защиты, эксплуатирующиеся в ПАО «Газпром». Одежда специальная защитная, сопутствующие изделия и материалы. Технические требования
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Раздел 1 Подпункты 4.1.2, 4.1.3, 4.1.4, 4.1.5 Библиография
	Дата введения в действие	23.09.2019
2	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 СТО Газпром 10.006–2012
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Средства индивидуальной защиты, эксплуатирующиеся в ПАО «Газпром». Средства защиты рук и материалы для них. Технические требования
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Раздел 1 Подпункты 5.1.2, 5.1.3, 5.1.4, 5.1.5
	Дата введения в действие	23.09.2019
3	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 СТО Газпром 10.007–2012
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Средства индивидуальной защиты, эксплуатирующиеся в ПАО «Газпром». Средства защиты ног и материалы для них. Технические требования
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Раздел 1 Подпункты 5.1.1, 5.1.2
	Дата введения в действие	23.09.2019
4	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 СТО Газпром 10.008–2012
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Средства индивидуальной защиты, эксплуатирующиеся в ПАО «Газпром». Входной контроль в организациях и дочерних обществах. Основные положения
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Раздел 1 Пункты 4.1, 4.3, 4.5, 4.10, 6.4, 7.3, 7.4 Приложения Б, В, Ж Библиография
	Дата введения в действие	23.09.2019
5	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 СТО Газпром 11–004–2011
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Технологическая связь. Нормы и правила технологического проектирования магистральных, внутризоновых и местных радиорелейных линий связи
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Содержание Введение Разделы 2, 12 Подраздел 7.6 Пункты 3.1.1, 3.1.2, 3.1.4, 3.2, 4.1, 4.4, 5.2.8, 6.1.1, 7.1.6, 7.1.7, 7.1.8, 7.2.1, 7.2.2, 7.2.3, 7.3.1, 7.3.2, 7.3.3, 7.3.4, 7.4.1, 7.4.3, 7.5.1, 7.5.4, 7.6.1, 8.1.7, 8.2.1, 8.2.2, 8.2.3, 8.2.5, 8.4.1, 8.4.9, 9.1.5, 9.2.1, 9.2.2, 9.3.8, 9.4.5, 9.5.1, 9.5.2, 9.6.2, 9.6.4, 9.6.6, 9.7.1, 9.7.6, 9.8.2, 9.8.6, 9.8.9, 10.1.2, 10.1.3, 10.1.4, 10.1.5, 10.1.7, 10.1.10, 10.1.11, 10.1.13, 10.1.14, 10.2.1, 10.2.2, 10.2.3, 10.2.4, 10.2.5, 10.2.6, 10.2.7, 10.3.1, 11.4.5 Подпункты 6.2.1.3, 6.2.1.4, 9.8.6.4, 9.8.6.6, 10.1.3.1, 10.2.1.1 Таблица 7.1 Библиография Региональное приложение 1 Библиография Регионального приложения 1 Региональное приложение 2 Библиография Регионального приложения 2
	Дата введения в действие	26.08.2019

№ п/п	Параметр	Описание
6	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 СТО Газпром 11-005-2011
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Технологическая связь. Нормы и правила технологического проектирования систем управления технологическими сетями связи
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Содержание Введение Раздел 2 Пункты 3.2, 3.5, 3.13, 7.3.2, 8.3, 8.4, 8.8, 9.1.1, 9.1.2, 9.2.3, 9.4.6, 9.4.7, 9.4.12, 9.4.14, 9.4.15, 9.4.17, 9.5.2, 9.5.3, 9.5.5, 9.5.6, 9.5.9, 9.5.10, 9.5.11, 9.5.12, 9.5.14, 9.5.15, 9.5.21, 9.5.22, 9.5.23, 9.5.24, 11.4 Подпункты 7.4.2.5, 7.4.2.6, 7.4.3.1, 7.5.1.4, 7.5.3.4 Таблицы 4, 5 Приложение В Региональное приложение 1 Библиография Регионального приложения 1 Региональное приложение 2 Библиография Регионального приложения 2
	Дата введения в действие	12.08.2019
7	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 СТО Газпром 11-007-2011
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Технологическая связь. Правила проведения испытаний. Программа и методика испытаний коммутационного оборудования фиксированной телефонной связи при приемке и вводе в эксплуатацию законченного строительством объекта связи
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Содержание Введение Разделы 2, 8 Подразделы 7.3, 7.6, 9.7 Пункты 3.1, 3.1.4, 3.1.5, 3.2, 4.1.4, 4.1.6, 4.2.4, 4.2.6, 4.2.11, 4.2.13, 4.2.14, 5.2.1, 5.4.1, 6.1.2, 6.1.3, 6.1.4, 6.1.5, 6.1.6, 6.1.13, 6.2.1, 6.2.12, 6.3.2, 8.5.4, 8.10.1, 9.1.1, 9.6.1, 9.7.2 Таблицы 26, 27 Приложение И Библиография Региональное приложение 1 Библиография Регионального приложения 1 Региональное приложение 2 Библиография Регионального приложения 2
	Дата введения в действие	19.08.2019
8	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 СТО Газпром 11-032-2012
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Технологическая связь. Типовые проекты систем связи на период строительства объектов добычи, транспорта, переработки и хранения газа
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Содержание Введение Раздел 2 Пункты 3.4, 3.6, 3.7, 3.10, 3.12, 7.4.1, 7.5.2, 7.9.5, 7.10.5, 8.1 Подпункты 7.3.1.2, 7.3.2.2 Региональное приложение 1 Библиография Регионального приложения 1 Региональное приложение 2 Библиография Регионального приложения 2
	Дата введения в действие	23.09.2019

(Продолжение таблицы на с. 136)

(Продолжение таблицы. Начало на с. 134)

№ п/п	Параметр	Описание
9	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 СТО Газпром 11-036-2012
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Технологическая связь. Правила проведения испытаний. Программа и методика испытаний сетей передачи данных при приемке и вводе в эксплуатацию законченных строительством объектов технологической связи
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Содержание Введение Подраздел 6.4 Пункты 3.1.9, 4.1.3, 6.11.1, 6.14.1 Подпункты 6.8.3.2, 6.8.4.2 Библиография Региональное приложение 1 Библиография Регионального приложения 1
	Дата введения в действие	23.09.2019
10	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 СТО Газпром 11-037-2012
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Технологическая связь. Правила проведения испытаний. Программа и методика испытаний локальных вычислительных сетей при приемке и вводе в эксплуатацию законченных строительством объектов технологической связи
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Содержание Введение Раздел 4 Пункты 3.20, 3.27, 5.4.2, 6.1.1.4, 6.2.1.3, 6.3.4.3, 6.3.7.1, 6.3.7.2, 6.3.8.1, 6.3.8.2, 6.3.8.3, 6.3.8.5, 6.3.8.6, 6.3.8.10, 6.3.9.2, 6.3.9.3, 6.3.9.4, 9.1, 9.2, 9.2.5, 10.3 Библиография Региональное приложение 1 Библиография Регионального приложения 1 Региональное приложение 2 Библиография Регионального приложения 2
	Дата введения в действие	02.09.2019
11	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 СТО Газпром 11-038-2012
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Технологическая связь. Правила проведения испытаний. Программа и методика испытаний сетей связи совещаний при приемке и вводе в эксплуатацию законченных строительством объектов технологической связи
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Содержание Введение Раздел 2 Подраздел 8.2 Пункты 3.6, 6.1.3, 7.1.3, 7.1.6, 8.5.12, 8.5.14 Библиография Региональное приложение 1 Библиография Регионального приложения 1 Региональное приложение 2 Библиография Регионального приложения 2
	Дата введения в действие	02.09.2019

3-6 марта
2020

inter lako kras ka



Россия, Москва,
ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

Интерлакокраска



24-я международная
специализированная
выставка

Салоны:

- «Обработка поверхности»
- «Покрyтия со специальными свойствами»
- «Защита от коррозии»

Организатор: АО «ЭКСПОЦЕНТР»

При поддержке:

- Министерства промышленности и торговли РФ
- ФГУП «НТЦ «Химвест»
- Российского Союза химиков
- ОАО «НИИТЭХИМ»
- Российского химического общества им. Д.И. Менделеева
- Ассоциации «Центрлак»
- Ассоциации качества краски

Под патронатом ТПП РФ

www.interlak-expo.ru

Реклама 12+



ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ СИСТЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ ПАО «ГАЗПРОМ» (СТО ГАЗПРОМ, Р ГАЗПРОМ),
УТВЕРЖДЕННЫХ И ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ В ПЕРИОД С 01.09.2019 ПО 30.09.2019

№ п/п	Параметр	Описание
1	Обозначение стандарта/ рекомендаций	СТО Газпром 2-3.1-1179-2019
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Геофизические исследования в скважинах. Основные положения
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящий стандарт устанавливает общие организационно-методические и технические положения в области геофизических исследований в скважинах нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений, а также подземных хранилищ газа ПАО «Газпром». Положения настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями: – при строительстве скважин на поисково-оценочном и разведочном этапах геологоразведочных работ для поиска и оценки нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений и объектов для создания подземных хранилищ газа; – при строительстве скважин для эксплуатации месторождений и подземных хранилищ газа; – в процессе разработки нефтяных, газовых, нефтегазоконденсатных месторождений и эксплуатации подземных хранилищ газа
	Дата введения в действие	16.09.2019
	Введен	Впервые
2	Обозначение стандарта/ рекомендаций	СТО Газпром 2-3.1-1180-2019
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Методики обработки и интерпретации результатов геофизических исследований в нефтяных и газовых скважинах. Общие требования
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящий стандарт устанавливает общие требования к методикам обработки и интерпретации результатов геофизических исследований в скважинах при поиске, разведке, разработке месторождений углеводородного сырья, создании и эксплуатации подземных хранилищ газа. Настоящий стандарт обязателен для применения дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями при проведении геофизических исследований в скважинах на лицензионных участках недр ПАО «Газпром» и его дочерних обществ: – на этапах поисково-оценочного и разведочного бурения для поиска и оценки месторождений углеводородного сырья и геологических объектов для строительства подземных хранилищ газа; – при строительстве скважин для эксплуатации месторождений углеводородного сырья и подземных хранилищ газа; – в процессе разработки месторождений углеводородного сырья, эксплуатации подземных хранилищ газа. Настоящий стандарт не распространяется на обработку и интерпретацию результатов геолого-технологических исследований в скважинах, вертикального сейсмического профилирования, испытаний пластов на трубах, отбора образцов горных пород приборами на кабеле, опробования пластов приборами на кабеле, гидродинамических исследований и работ по интенсификации притоков
	Дата введения в действие	16.09.2019
	Введен	Впервые

№ п/п	Параметр	Описание
3	Обозначение стандарта/рекомендаций	СТО Газпром 2-3.1-1181-2019
	Наименование стандарта/рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Методики обработки и интерпретации результатов геолого-технологических исследований в нефтяных и газовых скважинах. Общие требования
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящий стандарт устанавливает общие требования к методикам обработки и интерпретации результатов геолого-технологических исследований в скважинах при поиске, разведке, разработке месторождений углеводородного сырья, создании и эксплуатации подземных хранилищ газа. Настоящий стандарт обязателен для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями при проведении геолого-технологических исследований в скважинах и удаленного мониторинга на лицензионных участках недр ПАО «Газпром» и его дочерних обществ: – на этапе геологоразведочных работ при строительстве поисково-оценочных и разведочных скважин для поиска и разведки месторождений углеводородного сырья и геологических объектов для строительства подземных хранилищ газа; – при строительстве скважин для эксплуатации месторождений и подземных хранилищ газа; – при освоении и испытании скважин; – при проведении геолого-технических мероприятий в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений, эксплуатации подземных хранилищ газа.
	Дата введения в действие	16.09.2019
	Введен	Впервые
	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 2-3.7-1182-2019
4	Наименование стандарта/рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Основные средства. Методика оценки затрат. Ликвидация. Морские эксплуатационные скважины на континентальном шельфе Российской Федерации
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящие рекомендации определяют методику оценки затрат на ликвидацию выполнивших свое назначение морских газовых и газоконденсатных эксплуатационных скважин ПАО «Газпром» на оценочной (технико-экономические предложения, технологические проектные документы на разработку месторождения) и предпроектной (инвестиционный замысел, обоснование инвестиций) стадиях проектирования разработки месторождений. Настоящие рекомендации распространяются на морские скважины с подводным и надводным расположением устья. Положения настоящих рекомендаций предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром» при планировании и организации мероприятий по освоению морских месторождений углеводородов, расположенных в пределах лицензионных участков ПАО «Газпром» на континентальном шельфе, сроки ввода которых в разработку установлены в соответствии с Программой
	Дата введения в действие и срок действия	01.11.2019 3 года (01.11.2022)
	Введен	Впервые
	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 2-3.7-1182-2019

(Продолжение таблицы на с. 140)

(Продолжение таблицы. Начало на с. 138)

№ п/п	Параметр	Описание
5	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Р Газпром 2-3.7-1183-2019
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Основные средства. Методика оценки затрат. Ликвидация. Объекты обустройства морских месторождений на континентальном шельфе Российской Федерации
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящие рекомендации определяют методику оценки затрат на ликвидацию расположенных в акватории и выполнивших свое предназначение объектов обустройства морских месторождений и лицензионных участков ПАО «Газпром» на оценочной (технико-экономические предложения, технологические проектные документы на разработку месторождения) и предпроектной (инвестиционный замысел, обоснование инвестиций) стадиях проектирования разработки месторождений. Настоящие рекомендации распространяются на оборудование системы подводной добычи, морские ледостойкие стационарные и плавучие сооружения, морские трубопроводы и другие объекты обустройства морских месторождений. Настоящие рекомендации не распространяются на морские скважины с подводным и надводным расположением устья и устьевое оборудование, оценку затрат на ликвидацию которых выполняют по отдельной методике. Положения настоящих рекомендаций предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром» при планировании и организации мероприятий по ликвидации объектов обустройства месторождений, сроки ввода которых в разработку установлены в соответствии с Программой
	Дата введения в действие и срок действия	01.11.2019 3 года (01.11.2022)
	Введен	Впервые
6	Обозначение стандарта/ рекомендаций	СТО Газпром 2-2.1-1184-2019
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Технологический регламент на проектирование газоперерабатывающих заводов и производств. Общие положения
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящий стандарт устанавливает правила разработки технологических регламентов на проектирование газоперерабатывающих заводов и производств, расположенных на территории Российской Федерации. Положения настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром» при разработке технологических регламентов на проектирование новых, расширение, реконструкцию или техническое перевооружение действующих газоперерабатывающих заводов и производств в целях обеспечения качества продукции
	Дата введения в действие	01.11.2019
	Введен	Впервые

№ п/п	Параметр	Описание
7	Обозначение стандарта/рекомендаций	СТО Газпром 5.82–2019
	Наименование стандарта/рекомендаций	Обеспечение единства измерений. Типовая программа и методика испытаний расходомеров и счетчиков газа
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящий стандарт устанавливает типовую программу и методику испытаний расходомеров и счетчиков газа. Положения настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», осуществляющими свою деятельность на территориях Российской Федерации, Республики Беларусь, Республики Армения и Кыргызской Республики, а также сторонними организациями при проведении испытаний расходомеров и счетчиков газа
	Дата введения в действие	01.10.2019
	Введен	Впервые
8	Обозначение стандарта/рекомендаций	СТО Газпром 5.83–2019
	Наименование стандарта/рекомендаций	Обеспечение единства измерений. Типовая программа и методика испытаний вычислителей и корректоров газа
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящий стандарт устанавливает типовую программу и методику испытаний вычислителей и корректоров газа. Положения настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», осуществляющими свою деятельность на территориях Российской Федерации, Республики Беларусь, Республики Армения и Кыргызской Республики, а также сторонними организациями при проведении испытаний вычислителей и корректоров газа
	Дата введения в действие	01.10.2019
	Введен	Впервые
9	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 172–2019
	Наименование стандарта/рекомендаций	Классификатор имущественных комплексов ПАО «Газпром»
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящие рекомендации определяют порядок, методы и принципы классификации имущественных комплексов ПАО «Газпром», расположенных на территориях Российской Федерации, Республики Беларусь, Республики Армения и Кыргызской Республики. Настоящие рекомендации распространяются на методы классификации и формирования имущественных комплексов, используемые в системе управления имуществом и иными активами (СУИМ) ПАО «Газпром». Настоящие рекомендации предназначены для применения структурными подразделениями ПАО «Газпром», отвечающими за работу с недвижимым имуществом ПАО «Газпром» и формирование классификатора имущественных комплексов в СУИМ ПАО «Газпром»
	Дата введения в действие и срок действия	17.10.2019 3 года (17.10.2022)
	Введен	Впервые

(Продолжение таблицы на с. 142)

(Продолжение таблицы. Начало на с. 138)

№ п/п	Параметр	Описание
10	Обозначение стандарта/рекомендаций	СТО Газпром 2-3.7-1185-2019
	Наименование стандарта/рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Система подводной добычи. Элементы трубопроводов морских. Оконечные устройства трубопровода и линейные тройники. Общие технические условия
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящий стандарт распространяется на оконечные устройства трубопровода и линейные тройники системы подводной добычи углеводородов на лицензионных участках ПАО «Газпром». Настоящий стандарт не распространяется на измерительное оборудование системы управления, установленное на оконечных устройствах трубопровода и линейных тройниках. Настоящий стандарт устанавливает технические требования, требования безопасности и охраны окружающей среды, правила приемки, методы испытаний, требования по транспортированию, безопасной эксплуатации и хранению, а также гарантии изготовителя оконечных устройств трубопровода и линейных тройников. Положения настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», в том числе, при заключении ими договоров со сторонними организациями и физическими лицами (индивидуальными предпринимателями) на выполнение работ по оценке соответствия, а также работ, связанных с проектированием, испытаниями, приемкой, эксплуатацией оконечных устройств трубопровода и линейных тройников, и разработкой их спецификаций
	Дата введения в действие	01.11.2019
	Введен	Впервые
11	Обозначение стандарта/рекомендаций	СТО Газпром 12-2.1-001-2019
	Наименование стандарта/рекомендаций	Документы нормативные в области охраны окружающей среды. Система газоснабжения. Производственный экологический контроль. Основные требования
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящий стандарт устанавливает порядок и методы контроля параметров негативного воздействия на окружающую среду и состояния ее компонентов для удостоверения соответствия требованиям, установленным законодательством в области охраны окружающей среды. Положения настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», сторонними организациями, выполняющими по договорам с ПАО «Газпром» или его дочерними обществами и организациями работы по производственному экологическому контролю, осуществляющими свою деятельность на территории Российской Федерации и Республики Кыргызстан
	Дата введения в действие	01.11.2019
12	Обозначение стандарта/рекомендаций	Изменение № 2 СТО Газпром 2-3.2-193-2008
	Наименование стандарта/рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Руководство по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений при строительстве и ремонте скважин
	Суть изменения стандарта/рекомендаций	Раздел 2 Раздел 3 Пункты 5.5, 6.12, 7.1, 8.1, 11.17, 14.1.1, 14.1.2-14.1.5, 14.5.1, 14.5.3 Библиография
	Дата введения в действие	05.09.2019

№ п/п	Параметр	Описание
13	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 Р Газпром 2-4.3-1161-2018
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Сварка и неразрушающий контроль. Сварочные материалы. Общие технические условия
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Предисловие Элемент «Первая страница»
	Дата введения в действие	01.10.2019
14	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 Р Газпром 2-4.3-1162-2018
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Сварка и неразрушающий контроль сварных соединений. Оборудование для сварки, наплавки и резки. Общие технические условия
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Предисловие Элемент «Первая страница»
	Дата введения в действие	01.10.2019
15	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 Р Газпром 2-4.3-1166-2018
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Сварка и неразрушающий контроль. Оборудование и материалы для подготовки, сборки и нагрева при выполнении сварочно-монтажных работ. Общие технические условия
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Предисловие Элемент «Первая страница»
	Дата введения в действие	01.10.2019
16	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 Р Газпром 2-4.3-1167-2018
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Сварка и неразрушающий контроль. Средства неразрушающего контроля качества сварных соединений. Общие технические условия
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Предисловие Элемент «Первая страница»
	Дата введения в действие	01.10.2019
17	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 Р Газпром 2-4.3-1168-2018
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Сварка и неразрушающий контроль. Оборудование, инструменты и материалы для врезки под давлением. Общие технические условия
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Предисловие Элемент «Первая страница»
	Дата введения в действие	01.10.2019
18	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 Р Газпром 2-1.2-765-2013
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Система стандартов корпоративной системы гражданской защиты. Организация дозиметрического контроля при чрезвычайных ситуациях
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Пункт 1.1
	Дата введения в действие	23.09.2019

(Продолжение таблицы на с. 144)

(Продолжение таблицы. Начало на с. 138)

№ п/п	Параметр	Описание
19	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 Р Газпром 2-1.2-794-2014
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Система стандартов корпоративной системы гражданской защиты. Организация дозиметрического контроля
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Пункт 1.1
	Дата введения в действие	23.09.2019
20	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 Р Газпром 2-3.5-888-2014
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Подземное гелиохранилище в отложениях каменной соли. Требования к конструкции и креплению скважин
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Снято ограничение по сроку действия
	Дата введения в действие	01.10.2019
21	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 Р Газпром 2-2.1-956-2015
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Технологические решения для проектирования строительства высокопроизводительных скважин подземных хранилищ газа
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Снято ограничение по сроку действия
	Дата введения в действие	01.12.2019
22	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 СТО Газпром 28-2006
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Правила разработки технических описаний средств индивидуальной защиты, поставляемых на объекты ПАО «Газпром»
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Разделы 1, 2, 3, 4, 5 Пункты 6.2, 6.6.1.1 Раздел 7 Пункты 8.2, 8.4 Разделы А.12, Б.11 Приложение Г Библиография
	Дата введения в действие	01.10.2019
23	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Изменение № 1 СТО Газпром 2-2.3-344-2016
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Положение о воздушном патрулировании трасс магистральных трубопроводов ПАО «Газпром»
	Суть изменения стандарта/ рекомендаций	Подпункты 6.4.3, 9.2.3.1 Таблица Б.1
	Дата введения в действие	01.10.2019

**ПЕРЕЧЕНЬ ОТМЕНЕННЫХ ДОКУМЕНТОВ СИСТЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ ПАО «ГАЗПРОМ»
(СТО ГАЗПРОМ И Р ГАЗПРОМ) В ПЕРИОД С 01.09.2019 ПО 30.09.2019**

№ п/п	Параметр	Описание
1	Обозначение стандарта/ рекомендаций	Р Газпром 12-1-006-2014
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Документы нормативные в области охраны окружающей среды. Приемы и способы предупреждения и предотвращения деградации ландшафтов осваиваемых территорий Крайнего Севера
	Отмена документа	Без замены. Отменен с 02.09.2019

Открыта подписка на 2020 год

Успейте оформить
на специальных условиях!



Подробности у менеджеров:
+7 (495) 240-54-57
gp@neftegas.info

**ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**



**Итоги работы газотранспортных обществ и ПХГ
по эксплуатации компрессорных станций ПАО «Газпром» за 2019 г.,
основные проблемные вопросы, положительный опыт**

2–6 декабря 2019 г., г. Сочи

Тел/факс: +7 (495) 240-54-57,
+7 (915) 355-99-91
E-mail: elya@neftegas.info
www.neftegas.info

Генеральные информационные партнеры:

**ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**

**ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ**