

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

№ 8

804 | 2020

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



ПОЗДРАВЛЯЕМ С ДНЕМ РАБОТНИКОВ
**НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ!**



54 ГЕНЕЗИС СИЛИЦИТОВ
И ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА
КОЛЛЕКТОРОВ КОНЬЯК-
САНТОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

64 АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ
ПРОЕКТИРОВАНИЕ
ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА
КОМПОНОВКИ НИЗА
БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

78 ВЛИЯНИЕ РАБОТЫ УГЛОВОГО
РЕГУЛЯТОРА ДАВЛЕНИЯ
НА ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ
ТРУБОПРОВОДА ОБВЯЗКИ
ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СКВАЖИНЫ



Поздравляем!

С Днем работника нефтяной
и газовой промышленности!



Делаем вашу работу
эффективнее



Уважаемые читатели, дорогие коллеги!

Традиционно в преддверии Дня работников нефтяной и газовой промышленности мы уделяем внимание производственным достижениям и стратегическим планам. С учетом мировой конъюнктуры значимость успехов и перспективных проектов в нефтегазовой отрасли существенно возрастает.

Для ПАО «Газпром» 2020 г. выдался насыщенным: запуск магистрального газопровода «Турецкий поток», расширение мощностей «Силы Сибири», наращивание ресурсной базы Ямальского центра газодобычи – бурение первой эксплуатационной скважины на Харасавэйском месторождении, освоение российского континентального шельфа – строительство ледостойкой платформы для месторождения Каменномысское-море...

Уверенно ведется газификация субъектов Российской Федерации. Так, благодаря вводу в эксплуатацию 20-километрового газопровода в Ростовской обл. обеспечена возможность газификации 401 частного домовладения, одной котельной, фельдшерско-акушерского пункта, двух школ и Дома культуры. Многое достигнуто и многое еще предстоит воплотить. Системность данной работы обеспечена подготовленными в 2020 г. программами развития газоснабжения и газификации регионов Российской Федерации на период 2021–2025 гг. для 67 субъектов России. В августе подписаны новые пятилетние соглашения с Ростовской, Тамбовской, Тульской, Калужской областями, а также Чувашской Республикой.

Кроме этого, продолжается строительство Амурского газоперерабатывающего завода. Так, до конца августа на его четвертой технологической линии установят деметанизатор. Именно в этой колонне будет происходить разделение сырьевого газа на метановую фракцию и ценные компоненты, которые послужат сырьем для российских предприятий.

Отраслевая наука чутко реагирует на запросы производственников и вызовы времени. Публикации августовского выпуска журнала «Газовая промышленность» – тому подтверждение. В статье под рубрикой «Автоматизация» рассматриваются новые методы создания интеллектуальных информационно-управляющих систем подводных робототехнических комплексов, предназначенных для получения и обработки информации, поступающей от бортовых систем технического зрения, а также алгоритмы их работы с использованием высококачественных трехмерных моделей газопроводов и подводной инфраструктуры, точно привязанных к географическим координатам подводного рельефа.

В публикации под рубрикой «Геология и разработка месторождений» представлена новая точка зрения на генезис пород и пустотного пространства коллекторов коньк-сантонских отложений нижнеберезовской подсвиты верхнего мела, которые считаются одним из сложнейших объектов геолого-разведочных работ в Западной Сибири – не только вследствие наличия трудноизвлекаемых запасов газа, но и из-за недостаточной изученности пород вплоть до их генезиса.

В совместной работе авторов из ПАО «Газпром» и АО «Газпром промгаз», опубликованной под рубрикой «Энергоснабжение и энергосбережение», дается оценка надежности системы постоянного тока с функцией накопления электроэнергии на базе литий-ионных аккумуляторных батарей.

Под рубрикой «Бурение и строительство скважин» коллеги из РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина представили результаты экспериментального определения зависимости межфазного напряжения от термобарических условий при обработке бурового раствора поверхностью-активными веществами. Об истории становления легендарного Губкинского университета, который отмечает свое 90-летие, и его сотрудничестве с ПАО «Газпром» также читайте на страницах августовского выпуска журнала «Газовая промышленность».

Поздравляю коллектив вуза, студентов и выпускников с юбилеем альма-матер, а также всех работников и ветеранов нефтяной и газовой промышленности с профессиональным праздником!

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



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕДАКЦИЯ

ИЗДАТЕЛЬ:

ООО «Камелот Паблишинг»

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. РАН

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
КРОПОТКИНА О.В.

РЕДАКТОР:
ЛАВРЕНТЬЕВА К.Б.

РУКОВОДИТЕЛЬ ОТДЕЛА РЕКЛАМЫ:
КОНОВАЛОВА О.В.

ОТДЕЛ РЕКЛАМЫ:
ЕРМАКОВА Е.Ю., ПАНИНА С.Н., ЩЕРБАКОВА Н.В.,
ХЛЕБНАЯ Н.А.

ВЕРСТКА, ДИЗАЙН:
ХОТЕЕВА А.И.

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
Минобрзования РФ для публикации основных
результатов диссертаций на соискание ученых
степеней доктора и кандидата наук.

Свидетельство о регистрации средства массовой
информации ПИ № ФС77-68735 от 17.02.2017 г.,
выданное Роскомнадзором.

Подписано в печать 28.08.2020
Формат 60 × 90/8. Бумага мелованная.
Печать офсетная.
Тираж 10 000 экз.
Цена свободная.
Фотографии в номер предоставлены
ПАО «Газпром», дочерними компаниями.

Отпечатано в типографии ИП Роммелаер М.О.:
107045, РФ, г. Москва, Б. Головин пер, д. 11

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

№ 8 | 804 | 2020 г.

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

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

МАРКЕЛОВ В.А.

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

АКСЮТИН О.Е.

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. РАН,
МАТН, АГН

ГРИГОРЬЕВ Б.А.

начальник отдела научного совета
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.т.н., проф., чл.-корр. РАН

ГУЛИЕВА А.М.

генеральный директор ООО «Камелот Паблишинг»

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 Центра технологий добычи
газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.х.н., проф., член АГН, РАН

ИШКОВ А.Г.

заместитель начальника Департамента
ПАО «Газпром», начальник Управления,
д.х.н., проф., вице-президент и акад. РЭА,
акад. РАН, акад. МАТН

КАСЬЯН Е.Б.

начальник Департамента ПАО «Газпром», к.пс.н.

КИСЛЕНКО Н.А.

начальник 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.

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.з.н., проф.,
действ. чл. МАН ВШ, РАН

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.

главный научный сотрудник Центра технологий
строительства и ремонта скважин
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.

д.т.н.

ФИЛИППОВ С.П.

директор ИНЭИ РАН, д.т.н., акад. РАН

ХАРИОНОВСКИЙ В.В.

д.т.н., проф., акад. РАН

ЧЕРЕПАНОВ В.В.

генеральный директор ООО «Газпром недра»,
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.

ХРОНОЛОГИЯ СОБЫТИЙ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ В ТЭК

YOUTUBE-КАНАЛ «ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ»

ПОЛИМЕРЫ «СИБУРА»



ВКЛАД «ГАЗПРОМА»



НОВОСТИ

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

А.А. Шаповало, Т.Ф. Коноплев,
А.В. Домышев, К.В. Замула, Ю.В. Сербин
Перспективы применения интеллектуальных
систем автоматического регулирования
напряжения в территориально распределенных
децентрализованных системах электроснабжения
газового комплекса России

С.И. Котельников

Технологии трехмерной оцифровки
как необходимый элемент цифровой
трансформации промышленных компаний

АВТОМАТИЗАЦИЯ

С.С. Голядкина, И.А. Кудрявцев, Ю.А. Харченко
Применение стандартных ROV для проведения
специальных подводных работ по поиску
и подъему взрывоопасных предметов

В.Ф. Филаретов, А.С. Климчик,
Д.А. Юхимец, А.Ю. Коноплин, А.В. Зуев

Интеллектуальные подводные
робототехнические комплексы
для выполнения осмотровых и технологических
операций на морских газопроводах и добывающих
комплексах

МЕТРОЛОГИЯ

С.З. Имаев, М.А. Курганский
Специалисты ОOO «АЭРОГАЗ» и ОOO «ЯРГЕО»
успешно завершили опытно-промышленные
испытания интеллектуального блока
«Замер-скважина»

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ

Д. А. Гусев
Измерительные комплексы СГ-ЭК
с корректорами ЕК280 и другие новинки-2020

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА

Е.А. Пасынков, А.В. Лобанов, К.С. Вераксо
Новые суда для обеспечения эксплуатации
морских месторождений ПАО «Газпром»
на континентальном шельфе Российской
Федерации

ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.Н. Рыбьяков, С.В. Нерсесов, Р.А. Соколовский,
А.В. Постников, О.В. Постникова, О.А. Зуева,
А.С. Кузнецова, А.А. Дорошенко, А.А. Дорошенко,
Я.О. Карымова, И.В. Качинская, Е.А. Жегалло
Генезис силицитов и пустотного пространства
коллекторов коньяк-сантонахских отложений
Медвежьего месторождения

БУРЕНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

Д.О. Захаров, А.П. Соколов
Автоматизированное проектирование
оптимального состава компоновки низа
бурильной колонны

8	С.О. Бороздин, В.М. Подгорнов Экспериментальное определение зависимости межфазного напряжения от термобарических условий при обработке бурового раствора поверхностно-активными веществами	74
14	ДОБЫЧА ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА И.Н. Шустов, В.В. Москаленко, А.Д. Юсупов, И.Р. Хайруллин, Ю.Ю. Соловьев Влияние работы углового регулятора давления на техническое состояние трубопровода обвязки газоконденсатной скважины	78
24	ЮБИЛЕЙ В.Г. Мартынов, А.С. Лопатин, В.С. Шейнбаум ПАО «Газпром» И РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина – единство устремлений	90
26	АО «Газпром оргэнергогаз»: сплав науки и производства	98
30	РЕМОНТ И ДИАГНОСТИКА Внутритрубная диагностика газопроводов на объектах ОOO «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	103
40	ГАЗОМОТОРНОЕ ТОПЛИВО А.Н. Зеваков, Д.В. Сазанова, Е.Г. Калинин Использование природного газа в качестве моторного топлива. Развитие, опыт, результат ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	104
44	Я.А. Евдокимов Модуль регазификации СПГ – шаг от КПГ к СПГ-инфраструктуре	107
46	ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ Непрерывность при любых обстоятельствах	108
54	ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ А.А. Шаповало, Т.Ф. Коноплев, В.Ф. Югай, С.Н. Кирюхин, А.О. Шиманская, А.Р. Сибгатуллин Оценка надежности системы постоянного тока с функцией накопления электроэнергии на базе литий-ионных аккумуляторных батарей	112
64	СТАНДАРТИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ Перечень документов системы стандартизации ПАО «Газпром» (СТО Газпром, Р Газпром), утвержденных и зарегистрированных в период с 01.07.2020 по 31.07.2020	118
64	Перечень отмененных документов системы стандартизации ПАО «Газпром» (СТО Газпром, Р Газпром) в период с 01.07.2020 по 31.07.2020	119

ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника»
607220, РФ, Нижегородская обл.,
г. Арзамас, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 8а
Тел.: 8 800 234-98-01
E-mail: info.ege@elster.com
gaselectro.ru



Решения для учета газа на базе комплексов СГ-ЭК с корректорами ЕК270 и ЕК280

Система верхнего уровня

ПО «СОДЭК»



Модули расширения
для дистанционной
передачи данных



Фильтры газа ФГ



Модули
телеметрии
МТЭК-02



Комплекты прямых
участков КПУ



Комплексы
СГ-ЭК-Т и СГ-ЭК-Р

Размещение
в шкафных
пунктах
учета



Monthly scientific, engineering,
and industrial journal
Founded in 1956

Founder
GAZPROM PJSC

EDITOR-IN-CHIEF
MARKOV V.A.

EDITORIAL ADVISORY BOARD:

AKSYUTIN O.E.
BUDZULYAK B.V.
CHEREPANOV V.V.
DMITRIEVSKY A.N.
ERMOLAEV A.I.
FILIPPPOV 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.
MIKHALENOV V.A.
MITROKHIN M.Yu.
PANKRATOV S.N.
POTAPOV A.G.
POZDNYAKOV A.P.
PROZOROV S.F.
SELEZNEV K.G.
SHABALOV I.P.
SKREPNYUK A.B.
SKRYNNIKOV S.V.
SPEKTR Yu.I.
VASILEV 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: Kharionovsky V.V.
Publishing editor: Kropotkina O.V.
Editor: Lavrenteva K.B.
Head of advertising dept.: Konovalova O.V.
Advertising dept.: Ermakova E.Yu., Khlebnaya N.A.,
Panina S.N., Sherbakova N.V.
Composition and design: Khoteeva A.I.

EDITORIAL OFFICE
108811, Russian Federation, Moscow,
set. Moskovsky, 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 CATALOGUES OF ROSPECHAT, URAL-PRESS 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 28.08.2020
All photos are provided by GAZPROM PJSC, subsidiary companies

Printed by IP Rommelaer M.O. (individual entrepreneur)
11 Bolshoy Golovin Lane, 107045, Moscow, 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

DIGITALIZATION

A.A. Shapovalo, T.F. Konoplev,
A.V. Domyshev, K.V. Zamula,
Yu.V. Serbin

Prospects of using smart automatic voltage control systems in decentralized power supply systems of Russian gas complex

S.I. Kotelnikov

Three-dimensional digitization technologies as an essential element of digitalization of industrial companies

AUTOMATION

S.S. Golyadkina, I.A. Kudryavtsev,
Yu.A. Kharchenko

Application of standard remotely operated vehicles (ROVs) for specialized underwater demining operations

V.F. Filaretov, A.S. Klimchik,
D.A. Yukhimets, A.Yu. Konoplin, A.V. Zuev
Intelligent underwater robotics for inspection and process operations on offshore gas pipelines and production systems

METROLOGY

S.Z. Izmaev, M.A. Kurganskiy

Experts of AEROGAS LLC and 000 YARGEO have successfully finished the pilot plant tests of smart oil well flowmetering system

NEW TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT

D.A. Gusev

SG-EK metering systems with EK280 correctors and other novelties of 2020

OFFSHORE DEVELOPMENT

E.A. Pasynkov, A.V. Lobanov,
K.S. Verakso

New vessels to support the operation of PJSC Gazprom offshore fields on the continental shelf of the Russian Federation

GEOLOGY AND MINING

A.N. Rybiakov, S.V. Nersesov,
R.A. Sokolovskiy, A.V. Postnikov,
O.V. Postnikova, O.A. Zueva,
A.S. Kuznetsov, A.A. Doroshenko,
A.A. Doroshenko, Ya.O. Karymova,
I.V. Kachinskas, E.A. Zhegallo

Silicate and void genesis at the Coniacian-Santonian deposits of Medvezhye field

DRILLING AND WELL CONSTRUCTION

D.O. Zakharov, A.P. Sokolov

Computer-aided design of the optimal configuration of bottom hole assembly

8 S.O. Borozdin, V.M. Podgornov
Experimental determination of the dependence of interfacial tension on pressure-and-temperature conditions in conditioning a drilling mud with surfactants

74

GAS AND GAS CONDENSATE PRODUCTION

I.N. Shustov, V.V. Moskalenko,
A.D. Yusupov, I.R. Khayrullin,
Yu.Yu. Solov'yev

The effect of an elbow pressure governor on the technical condition of gas-condensate well piping

78

JUBILEE

V.G. Martynov, A.S. Lopatin,
V.S. Sheynbaum
PJSC Gazprom and National University of Oil and Gas "Gubkin University": Aspiration unity

90

Gazprom orgenergogaz JCS: Fusion of science and industry

98

REPAIR AND DIAGNOSTICS

Smart pigging of gas pipelines at the facilities of Gazprom transgaz Nizhny Novgorod LLC

103

GAS ENGINE FUEL

A.N. Zevakov, D.V. Sazanova, Ye.G. Kalinin
Using natural gas as a motor fuel. Development, experience, the result of Gazprom transgaz Nizhny Novgorod LLC

104

Ya.A. Yevdokimov
LNG regasification: A step from CNG to LNG infrastructure

107

OCCUPATIONAL PROTECTION AND INDUSTRIAL SAFETY

Continuity under any circumstances

108

ENERGY SUPPLY AND SAVING

A.A. Shapovalo, T.F. Konoplev, V.F. Yugay,
S.N. Kirukhin, A.O. Shimanskaya,
A.R. Sibgatullin
Reliability evaluation of DC system with power storage function based on lithium-ion storage Batteries

112

STANDARDIZATION AND QUALITY MANAGEMENT

List of documents of Gazprom PJSC standardization system (STO Gazprom, R Gazprom), approved and registered during the period from 1.07.2020 to 31.07.2020

118

List of documents of Gazprom PJSC standardization system (STO Gazprom, R Gazprom), canceled during the period from 1.07.2020 to 31.07.2020

119

Электросварные трубы производства «Уралтрубпром» – альтернатива бесшовным трубам



«Наши трубы с 2017 г.
уже используются
на ответственных объектах,
где ранее применялись
только горячекатаные
бесшовные трубы».

Константин Титов

начальник
службы разработки
и внедрения проектов

«Уралтрубпром» – эксперт и новатор в производстве электросварных труб

www.uraltrubprom.ru
Тел.: (3439) 297-539, 297-540
E-mail: market@trubprom.com



ГАЗИФИКАЦИЯ РОССИЙСКИХ РЕГИОНОВ ВЕДЕТСЯ АКТИВНЫМИ ТЕМПАМИ

ПАО «Газпром» подписаны Программы развития газоснабжения и газификации на период 2021–2025 гг. с Тамбовской, Ростовской, Тульской и Калужской областями, а также Чувашской Республикой. Всего до конца 2020 г. планируется заключить соглашения с 67 регионами.

6 августа введен в эксплуатацию 20-километровый газопровод в Ростовской обл., что дало возможность газифицировать 401 частное домовладение, одну котельную, фельдшерско-акушерский пункт, две школы и Дом культуры.

«Газификация регионов Российской Федерации – важный проект федерального масштаба, эффективная реализация которого

идет в тесном партнерстве газовиков и региональных органов власти. Сегодня проходит согласование программы на период

с 2021 по 2025 г. Таким образом, мы поэтапно выполняем стратегическую задачу по газификации регионов страны», – отметил член Правления, начальник Департамента ПАО «Газпром» В.К. Марков.

В рамках Программы газификации регионов РФ, финансируемой ПАО «Газпром», в августе был реализован еще ряд важных проектов. Так, в Воронежской обл. завершилось строительство шести межпоселковых газопроводов. Общая протяженность сетей составила 30,6 км. К данным газопроводам планируется подключить 245 домовладений. Инвестиции ПАО «Газпром» в Воронежскую обл. с 2005 по 2019 г. составили порядка 6,7 млрд руб. Строительство межпоселкового газопровода, ведущего к пяти населенным пунктам, началось во Владимирской обл. По итогам реализации проекта будут созданы условия для газификации 317 домовладений и двух котельных.

Отметим, что проектирование и строительство осуществляют ООО «Газпром межрегионгаз».

ПРОГРЕСС СТРОИТЕЛЬСТВА АМУРСКОГО ГПЗ ПО ИТОГАМ ИЮЛЯ СОСТАВИЛ 64,2 %

На временный причал Амурского газоперерабатывающего завода доставлено крупнотоннажное оборудование для четвертой технологической линии. До конца августа будет установлена колонна выделения метана.

Транспортировка деметализатора – сложная логистическая операция. От причала до стройплощадки его доставляли трое суток на специальных самоходных модульных транспортерах, которые двигались со скоростью пешехода преимущественно в ночное время, чтобы не создавать коллапса на дороге. Все дело в габаритах колонны: ее длина 88 м, вес 870 т и диаметр более 6 м.

Именно в этой колонне при давлении 3 МПа и температуре до -100 °C будет происходить разделение сырьевого газа на метановую

фракцию и ценные компоненты, которые затем планируется использовать в качестве сырья на российских предприятиях. Извлеченный этан, например, будет перерабатываться в пластик и различные полимеры. Все это должно происходить рядом с Амурским газоперерабатывающим заводом (ГПЗ) – на Амурском газохимическом комплексе, к реализации проекта которого ПАО «СИБУР Холдинг» приступило в августе 2020 г.

Тем временем на первом пусковом комплексе (первая и вторая линии) ГПЗ продолжаются



пусконаладочные работы (ПНР). Производится передача систем компрессорных станций первой технологической линии под маслопромывку. Ведутся испытания технологических трубопроводов. На третьей и четвертой линиях осуществляется монтаж металлоконструкций. Ведутся ПНР в главной распределительной подстанции и на объектах энергохозяйства. Завершаются работы на приоритетных узлах учета газа. Построен медицинский центр с современным комплексом компьютерной томографии и ПЦР-лабораторией.

«СИБУР» ПРИСТУПИЛ К РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА АМУРСКОГО ГАЗОХИМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

18 августа на строительной площадке забили первую сваю в основание Амурского газохимического комплекса, который станет одним из крупнейших и самых современных в мире заводов по производству базовых полимеров.

Как сообщает пресс-служба ПАО «СИБУР Холдинг», проект предполагает строительство комплекса по производству базовых полимеров общей мощностью 2,7 млн т/г.: 2,3 млн т полиэтилена и 400 тыс. т полипропилена. При этом в состав основного оборудования войдет уникальная по своим характеристикам, самая крупная в мире установка пиролиза – первого этапа переработки входящего сырья.

«Это один из крупнейших инвестиционных проектов в стране, и он имеет стратегическое значение для газовой отрасли и всей страны. За очень короткий срок в Амурской обл. появится новый завод-гигант с самым



Фото: www.sibur.ru

современным производством, на основе современных информационно-коммуникационных технологий. Запуск этих технологий – мощные инвестиции в будущее», – отметил во время торжественной церемонии Председатель Правительства Российской Федерации М.В. Мишустин.

Предполагается, что партнером «СИБУРа» в проекте выступит китайская госкорпорация Sinopres. Лидер национальной нефтегазоперерабатывающей отрасли обладает широкой развитой сетью реализации продуктов разной степени переработки газа и нефти на рынке КНР, который остается основным драйвером роста потребле-

ния полимеров в мире и стал целевым для проекта Амурского газохимического комплекса (ГХК).

Ориентировочные сроки завершения строительства комплекса – 2024–2025 гг. Реализация проекта синхронизирована с постепенным выходом на полную мощность Амурского газоперерабатывающего завода.

На строительной площадке ГХК уже проведена основная часть подготовительных процедур. Подписаны и выполняются контракты на рабочее проектирование и комплектную поставку оборудования и материалов по основным технологическим установкам будущего комплекса.

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ИСПЫТАЛА СВЕРХДАЛЬНИЙ БЕСПИЛОТНИК ДЛЯ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

11 августа ПАО «Газпром нефть» совместно с российским разработчиком беспилотных воздушных судов успешно провело в Ленинградской обл. испытания дрона нового поколения с увеличенной дальностью полета для геофизических работ.

Аппарат преодолевает расстояние в 1200 км, что в 10 раз превосходит характеристики моделей, используемых для многоуровневой магнитометрической съемки на нефтегазовых месторождениях. Такая дальность и длительность полета позволяет с высокой эффективностью проводить работы на удаленных территориях при отсутствии наземной инфраструктуры, отмечают в пресс-службе компании.

Стоит отметить, что «Газпром нефть» уже использует для геологоразведки несейсмическими

методами беспилотные аппараты с дальностью полета до 150 км. С их помощью компания получает первичную информацию о строении пород, что помогает спланировать последующие этапы исследования месторождений.

Сверхдальний беспилотник произведен из специальных композитных материалов, которые не создают помех во время исследований. Аппарат способен нести до 5 кг полезной нагрузки на борту – это позволяет выполнять несколько технологических операций и типов изме-

рений одновременно. Кроме того, применение новой разработки возможно в сложных климатических условиях Арктики и других северных регионов. В планах разработчиков оснастить новую модель беспилотного воздушного судна системой вертикального взлета и посадки. Это позволит унифицировать аппарат под любые взлетно-посадочные площадки, включая крышу вездеходной техники.



Фото: www.gazprom-neft.ru

НА ПЕРВОЙ ПЛАТФОРМЕ ПРОЕКТА «САХАЛИН-2» ПРОХОДЯТ ПЛАНОВЫЕ РЕМОНТНЫЕ РАБОТЫ

Компания «Сахалин Энерджи» в августе продолжила профилактику производственных систем проекта «Сахалин-2». Вслед за объектами газовой инфраструктуры на техническое обслуживание встала морская нефтегазодобывающая платформа «Моликпак».

Это первая платформа, установленная на российском шельфе в рамках проекта «Сахалин-2». С начала добычи в 1999 г. и к апрелю этого года она произвела 300 млн баррелей нефти и даже после 20 лет эксплуатации продолжает вносить существенный вклад в объем производства углеводородов.

В профилактических работах задействовали около 300 специалистов, включая порядка 160 человек приглашенного технического персонала. Помимо очистки и продувки технологических систем,

использующихся для сепарации мультифазного потока углеводородов, программой ремонтных мероприятий были предусмотрены плановые инспекции турбин, обновление систем контроля и безопасности, замена трубных участков и прочего технологического оборудования.

Технические специалисты заменили трубный пучок одного из теплообменников, произведенный по специальному заказу компании.

Как сообщили в пресс-службе «Сахалин Энерджи», титановый



Фото: www.sakhalinenergy.ru

сплав выбран на замену нержавеющей стали, так как он более устойчив к коррозии, вызванной большими скоростями потока охлаждающей жидкости, а также к щелевой коррозии и коррозии под отложениями.



Фото: www.novatek.ru

«НОВАТЭК» НАЧАЛ ДОБЫЧУ КОНДЕНСАТА НА СЕВЕРО-РУССКОМ КЛАСТЕРЕ

Дочернее предприятие ПАО «НОВАТЭК» – ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз» начало опытно-промышленную эксплуатацию газоконденсатных залежей на Северо-Русском и Восточно-Тазовском месторождениях.

Совокупный уровень добычи данных месторождений составляет 7,7 млрд м³ природного газа и 1 млн т газового конденсата в год. Наращивание добычи в зоне Единой системы газоснабжения остается одним из приоритетов стратегии компании.

«Добываемый на Северо-Русском кластере природный газ предназначен для реализации на внутреннем рынке, который в последние месяцы продемонстрировал высокий уровень стабильности по сравнению с мировыми рынками. В свою очередь, дополнительные объемы газового конденсата позволят обеспечить загрузку наших перерабатывающих мощностей», – рассказал Председатель Правления ПАО «НОВАТЭК» Л.В. Михельсон.

В РОССИИ ОСВОИЛИ ПРОИЗВОДСТВО СПЕЦСТАЛИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В АРКТИКЕ

На одном из заводов, входящих в Госкорпорацию «Ростех», начали выпускать низколегированную марку стали для нефтегазодобычи в условиях арктического климата.

Сплав предназначен для эксплуатации под водой и выдерживает экстремальные температурные нагрузки, до -46 °C. Первая партия уже отгружена заказчику, из нее будет изготовлено оборудование для добычи на арктическом шельфе.

Новая марка стали создана в рамках проекта по импортозамещению оборудования для нефтегазодобывающих платформ и подводных добывающих комплексов. Технологам удалось достичь необходимых заказчику показателей на уровне эталонных американских образцов, рассказали в пресс-центре «Ростеха». В дальнейшем передовая разработка станет основой для кооперации производителя стали и предприятий, которые выпускают оборудование на базе этого сырья.



Фото: www.rstec.ru

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПРОВЕДЕТ В ЮГРЕ СЕРИЮ ИСПЫТАНИЙ БЕСПИЛОТНЫХ АВТОМОБИЛЕЙ «ГАЗЕЛЬ» И КАМАЗ

17 августа ПАО «Газпром нефть» и Правительство Ханты-Мансийского АО заключили соглашение о сотрудничестве по использованию беспилотных транспортных средств, беспилотных воздушных судов и применению программно-аппаратных комплексов на базе искусственного интеллекта.

Югра по инициативе Правительства РФ участвует в эксперименте по тестированию на дорогах общего пользования высокоматематизированных автомобилей. В 2020–2021 гг. «Газпром нефть» планирует провести в регионе серию испытаний беспилотных автомобилей «Газель» и КамАЗ. Машины без водителей помогут оптимизировать транспортные



Фото: www.gazprom-neft.ru

процессы и повысить безопасность грузоперевозок. Как сообщает пресс-служба компании, в перспективе техника под контролем искусственного интеллекта сможет взять на себя большинство логистических операций на промыслах в Югре. Опыт тестирования на объектах «Газпром нефти» также может быть использован в эксперименте по выводу беспилотного транспорта на дороги общего пользования.

Напомним, что в апреле впервые на Южно-Приобском месторождении в Югре испытали беспилотный электрокар «Газель Next Электро», а на Восточно-Мессояхском месторождении прошли успешные испытания беспилотных КамАЗов.



СМИ: ТУРЦИЯ ОБНАРУЖИЛА ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЧЕРНОМ МОРЕ

Буровое судно «Фатих» могло обнаружить от одного до двух месторождений природного газа в Черном море, сообщило агентство ТАСС со ссылкой на турецкий телеканал Habertürk.

«Фатих» с 20 июля проводит геолого-разведочные работы в Черном море на участке, который расположен недалеко от пересечения болгарской и румынской морских границ с внутренними водами Турции.

Ранее турецкое сейсмическое судно Barbaros Hayrettin Paşa проводило исследования в Черном море и выявило богатые запасы природного газа в Дунайском блоке у западного побережья.

«ТАТНЕФТЬ» ДОБЫЛА 10 МЛН Т СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

Добычу сверхвязкой нефти ПАО «Татнефть» начало в 2006 г., впервые в России внедрив собственные технологии разработки на основе парогравитационного дренирования парными горизонтальными скважинами.

Впоследствии был осуществлен переход к более эффективному и технологичному бурению одностьевых горизонтальных скважин. Объект промышленного освоения сверхвязкой нефти (СВН) на месторождениях – шешминский горизонт уфимского яруса, залегающий на глубинах от 60 до 200 м.

Сегодня общий эксплуатационный фонд включает 1046 скважин, из них 482 добывающих, 480 нагнетательных, 84 пароциклических.

Компания продолжает развивать инновационные технологии, повышающие эффективность

разработки месторождений, расширяет географию проекта СВН. В 2020 г. пробурено 240 оценочных скважин, в планах – пробурить еще 146. Годовая добыча СВН ожидается в объеме 3,3 млн т, сообщает пресс-служба компании.



Фото: www.tatneft.ru

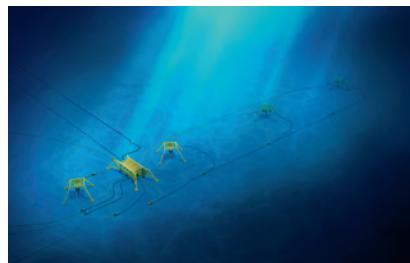


РЕКОМЕНДУЕМ ПРОЧИТАТЬ



В статье проанализирована задача о межфазном натяжении и проникновении фильтрата бурового раствора в пласт. Описаны обобщающие факторы влияния на величину поверхностного натяжения на границе углеводородной фазы и пластовых вод. Представлены результаты измерений влияния температуры и давления на величину поверхностного натяжения водной фазы буровых растворов, обработанных поверхностно-активными веществами, а также зависимости межфазного натяжения от давления, температуры и их концентрации.

«ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ МЕЖФАЗНОГО НАТЯЖЕНИЯ ОТ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПРИ ОБРАБОТКЕ БУРОВОГО РАСТВОРА ПОВЕРХНОСТЬНО-АКТИВНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ». с. 74



В статье описаны перспективные подводные робототехнические комплексы, снабженные многофункциональными манипуляторами, системами технического зрения и интеллектуальными информационно-управляющими системами. Выполнен анализ систем управления существующей подводной робототехники и показаны их недостатки. Рассмотрен новый подход к построению интеллектуальных информационно-управляющих систем на основе модульного принципа, приведены структурная схема, команды позиционирования и управления движением. Представлена разработанная универсальная система интеллектуальной поддержки операторов телекомандных подводных робототехнических комплексов. Рассмотрены результаты экспериментальных исследований автономного подводного роботизированного комплекса в Беринговом море и Тихом океане, доказывающие высокую эффективность созданных систем управления.

«ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ПОДВОДНЫЕ РОБОТОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ОСМОТРОВЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ НА МОРСКИХ ГАЗОПРОВОДАХ И ДОБЫЧНЫХ КОМПЛЕКСАХ». с. 30



В статье представлена новая точка зрения на генезис пустотного пространства коллекторов нижнеберезовской подсвиты, основанная на данных сейсморазведки, геофизических исследований скважин и анализа керна. Суммирована имеющаяся на сегодняшний день информация о пустотном пространстве кремнистых пород коньяк-сантонаского возраста и изучена литолого-минералогическая изменчивость пород скважины № 5С Медвежьего месторождения. С использованием результатов комплексных лабораторных исследований керна (рентгеноструктурный анализ, электронная микроскопия и др.) определена литолого-минералогическая характеристика отложений нижнеберезовской подсвиты, поверхности скола образцов проанализированы на предмет наличия углерода и органических остатков (бактерий). Рассмотрены литотипы отложений нижнеберезовской подсвиты и вмещающих пород, показано их распределение. Описаны результаты формирования силицитов и структуры пустотного пространства пород-коллекторов нижнеберезовской подсвиты.

«ГЕНЕЗИС СИЛИЦИТОВ И ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА КОЛЛЕКТОРОВ КОНЬЯК-САНТОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ». с. 54

В статье изложены методические принципы оценки надежности системы постоянного тока с функцией накопления электроэнергии с использованием литий-ионных аккумуляторов на примере газораспределительной станции в г. Миассе. Приведена структурная схема и режимы функционирования системы постоянного тока и выполнена оценка ее надежности путем моделирования отказов и применения вероятностных методов расчета. Описаны результаты, полученные при различных режимах эксплуатации, в том числе указаны вероятность безотказной работы, средняя наработка на отказ и среднее время восстановления системы.

«ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ПОСТОЯННОГО ТОКА С ФУНКЦИЕЙ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА БАЗЕ ЛИТИЙ-ИОННЫХ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ». с. 112



ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ТЕРРИТОРИАЛЬНО РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

УДК 681.537::621.316

А.А. Шаповало, к.т.н., ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ),

A.Shapovalo@adm.gazprom.ru

Т.Ф. Коноплев, ПАО «Газпром», T.Konoplev@adm.gazprom.ru

А.В. Домышев, ФГБУН «Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева» Сибирского отделения Российской академии наук (Иркутск, РФ), domyshev@isem.irk.ru

К.В. Замула, ООО «Энергия-Т» (Тольятти, РФ), zamula@energy-t.ru

Ю.В. Сербин, д.т.н., АО «Газпром промгаз» (Санкт-Петербург, РФ),

Y.Serbin@spb.promgaz.gazprom.ru

В статье рассмотрены особенности систем электроснабжения предприятий газового комплекса, расположенных в зонах децентрализованного электроснабжения, в перспективе применения интеллектуальных систем автоматического регулирования напряжения в узлах нагрузки для минимизации потерь мощности. Приведена информация о результатах разработки программно-технического комплекса интеллектуального управления напряжением и реактивной мощностью на примере двух пилотных зон ПАО «Магаданэнерго». Показаны принципы построения и состав оборудования регулируемых источников реактивной мощности – управляемых шунтирующих реакторов с подмагничиванием и программно-технического комплекса интеллектуального управления напряжением и реактивной мощностью, основу архитектуры которого составляет мультиагентная система. Раскрыты основные подходы к разработке алгоритмов прогнозирования с использованием алгоритмов машинного обучения, статической и динамической оптимизации режимов функционирования энергосистемы для минимизации технологических потерь в сетях. Приведены результаты испытаний прототипа программно-технического комплекса интеллектуального управления напряжением и реактивной мощностью на базе динамической модели энергосистемы, реализованной с использованием программного вычислительного комплекса «АНАРЭС» с применением уникальных расчетных модулей. Отмечена перспективность разработок в рассматриваемой области для систем электроснабжения объектов газового комплекса.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ, ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС, НЕЙРОАНАЛИТИЧЕСКИЕ СЕТИ, ОПТИМИЗАЦИЯ, РЕЖИМ РАБОТЫ, ПОТЕРИ.

Качественное энергообеспечение – важнейшая составляющая эффективного функционирования объектов ПАО «Газпром». До недавнего времени приоритетными направлениями в сфере обеспечения качества были полнота и бесперебойность предоставления энергоресурсов, а также безопасность

эксплуатации оборудования СЭС. Проводимый в настоящее время в Российской Федерации курс на цифровизацию и интеллектуализацию энергетики [1] непрямую затрагивает ее важную составляющую – электроэнергетику, которая обеспечивает нужды газового комплекса страны.

Следующие задачи можно выделить как наиболее значимые для энергетического комплекса России в настоящее время [1, 2]:
– повышение энергоэффективности и снижение энергоемкости экономики до уровня стран с аналогичными природно-климатическими условиями;

A.A. Shapovalo, PhD in Engineering, PJSC Gazprom (Saint Petersburg, the Russian Federation),

A.Shapovalo@adm.gazprom.ru

T.F. Konoplev, PJSC Gazprom, T.Konoplev@adm.gazprom.ru

A.V. Domyshev, Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (ESI SB RAS) (Irkutsk, the Russian Federation), domyshev@isem.irk.ru

K.V. Zamula, Energy-T Ltd. (Tolyatti, the Russian Federation), zamula@energy-t.ru

Yu.V. Serbin, PhD in Engineering, Gazprom promgaz JSC (Saint Petersburg, the Russian Federation),

Y.Serbin@spb.promgaz.gazprom.ru

Prospects of using smart automatic voltage control systems in decentralized power supply systems of Russian gas complex

The article considers the peculiarities of power supply systems of gas companies located in decentralized power supply zones. These peculiarities are addressed in the outlook of using smart automatic systems for voltage control in load nodes to minimize power losses. Some information is given on the results of the development of hardware and software package for smart voltage and reactive power control, exemplified by two pilot zones of PAO Magadanenergo (public joint-stock company). The paper shows building principles and configuration for the equipment of regulated reactive power sources (biased controlled shunt reactors) and hardware and software package for smart voltage and reactive power control, whose architecture is based on a multi-agent system. The study also addresses the key approaches to developing prediction algorithms using machine learning algorithms, static and dynamic optimization of power system operating modes, to minimize the process-related losses in grids. The test results are provided for the prototype of hardware and software package for smart voltage and reactive power control. The prototype is based on the dynamic power system model built using ANARES software package with unique calculation modules applied. It is noted that the research projects in this field are promising concerning power supply systems of gas industry facilities.

KEYWORDS: POWER SUPPLY SYSTEM, SMART VOLTAGE AND REACTIVE POWER CONTROL SYSTEM, HARDWARE AND SOFTWARE PACKAGE, NEURAL NETWORKS, OPTIMIZATION, OPERATING MODE, LOSSES.

– последовательное ограничение вредного воздействия предприятий на окружающую среду и климат; – переход к 2035 г. оперативно-диспетчерского управления на полное автоматическое дистанционное управление режимом работы объектов электрических сетей ≥ 110 кВ и объектов генерации ≥ 5 МВт в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах.

В связи со сказанным энергосберегающие мероприятия следует считать приоритетными для энергетики Российской Федерации; затраты на их реализацию в два раза ниже расходов на создание новых энергетических мощностей. До 2035 г. на предприятиях топливно-энергетического комплекса планируется ежегодно снижать не менее чем на 1 % удельные потери и расход электроэнергии на собственные нужды, что позволит уменьшить к концу оговоренного срока потери в электрических сетях от 10,6 до 7,3 %

объема отпуска электроэнергии в сеть [1].

Особенности большого количества объектов газового комплекса – их расположение в зонах децентрализованного электроснабжения, удаленность друг от друга на значительные расстояния и существенно неравномерный характер нагрузки, связанный с периодами развития месторождений и территорий, сезонами года и временем суток. Поэтому необходимо обеспечить качество электроэнергии в точках присоединения потребителей при постоянно меняющихся условиях функционирования объектов.

Предприятия газового комплекса могут получать электроэнергию как от внешних электрических сетей, так и от ЭСН, работающих в качестве резервных источников или базовых станций, при изолированном режиме функционирования ЭСН и внешней сети или с возможностью выдачи электроэнергии ЭСН во внешнюю сеть, включая реализацию схемы «сальдо-переток». Электростанции

собственных нужд на большинстве газотранспортных предприятий загружены менее чем на 30 %. Учитывая, что большая их часть состоит из четырех агрегатов, единичная загрузка одного работающего агрегата не превышает 15 % [3–6]. Низкая загрузка агрегатов ЭСН и существенная протяженность воздушных линий электропередачи между территориально разнесенными потребителями приводят к значительным технологическим потерям в СЭС отдельных групп объектов газового комплекса.

Энергетические службы дочерних обществ ПАО «Газпром» и подрядные организации постоянно и плавно выполняют реновацию существующих энергетических комплексов; добиваются применения на вновь строящихся объектах газотранспортной структуры проверенных, наиболее перспективных технических решений, базирующихся на энергосберегающих технологиях и оборудовании с высоким коэффициентом полезного

действия; создают современные САУ электроснабжением; тестируют и внедряют перспективные, в том числе возобновляемые, источники энергии. В частности, следует отметить наработки специалистов ООО «Газпром трансгаз Югорск» в области использования для электрических сетей компрессорных станций технологии MicroGrid на базе интеллектуальных преобразователей частоты тока и напряжения, позволяющих интегрировать источники распределенной генерации различной физической природы в существующие СЭС.

Одно из эффективных мероприятий, направленных на снижение эксплуатационных затрат, – минимизация потерь мощности при передаче электрической энергии в территориально разнесенных децентрализованных системах электроснабжения за счет применения интеллектуальных САУ.

СРЕДСТВА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЗАДАННОГО УРОВНЯ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЕТИ

Отклонение частоты и медленные изменения напряжения – фундаментальные показатели качества электроэнергии в любой системе электроснабжения [7]; их поддержание в заданных пределах – важнейшая задача энергоснабжающей организации. Основная причина колебаний напряжения – это его переменные по величине потери на отдельных элементах и участках сети, вызванные колебанием силы токов, протекающих по этим участкам.

Уровни напряжения и реактивной мощности обычно регулируют с помощью включения/отключения элементов сети, а также периодического изменения положения переключателей устройств РПН. Применение современных средств КРМ, предполагающее установку БСК, ШР, управляемых ШР, оснащенных САУ ИРМ, позволяет оптимизировать рабочее напряжение в центрах питания СЭС.

В настоящее время все чаще применяют управляемые подмагничива-

ванием ШР, которые предназначены для автоматического управления потоками реактивной мощности и стабилизации напряжения посредством плавного изменения собственной индуктивности. Это позволяет оптимизировать режим работы СЭС и решать другие задачи [8, 9]. Также в СЭС применяют комплексы устройств с плавной генерацией/потреблением реактивной мощности – ИРМ [9], состоящие из управляемых ШР, БСК или фильтрокомпенсирующих установок и САУ. Источник реактивной мощности позволяет плавно изменять собственную мощность в большем, нежели отдельный управляемый ШР, диапазоне ($\pm 100\%$ номинальной мощности).

Следует отметить, что ошибки функционирования локальных САУ средствами КРМ и систем регулирования напряжения, а также отсутствие централизованных САУ СЭС приводят к неполному использованию регулировочного диапазона средств КРМ. Наиболее перспективным представляется их совместное применение с современными интеллектуальными устройствами стабилизации напряжения. Это позволит перейти к гибким интеллектуальным СЭС с активно-адаптивной сетью (Smart Grid).

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ «ИСУНРМ»

Основные мероприятия, направленные на снижение потерь в СЭС, на сегодняшний день:

- оптимизация напряжения и реактивной мощности;
- использование автоматических РПН трансформаторов и САУ средствами КРМ;
- развитие средств режимной и противоаварийной автоматики [10].

Современные достижения в теории мультиагентных систем [11] позволяют создать алгоритмы и интеллектуальные системы управления средствами КРМ и устройствами регулирования

напряжения для снижения потерь электроэнергии. В частности, группой отечественных компаний разработана интеллектуальная система управления напряжением и реактивной мощностью «ИСУНРМ» в интересах ПАО «Магаданэнерго» в рамках программы развития средств режимной автоматики. Основная задача системы – согласованная в едином цикле управления автоматическая оптимизация режимов работы подстанционного оборудования (ШР, управляемый ШР, РПН, БСК), а также оборудования электростанций в целях поддержания требуемого уровня напряжения в узлах СЭС с одновременным обеспечением минимума потерь мощности. Внедрение «ИСУНРМ» позволяет снизить (относительно нормативов потерь) фактический технологический расход электрической энергии при ее передаче по сетям за счет управления средствами регулирования напряжения и реактивной мощности в режиме реального времени.

Комплекс «ИСУНРМ» состоит из подсистем и средств связи для информационного обмена между его компонентами (рис. 1). Функционально «ИСУНРМ» разделена на следующие подсистемы:

- ЦКС с ПОУ;
- децентрализованная УСУНиРМ;
- исполнительная система оптимального управления (модуль измерения и ввода-вывода);
- ПТК физического моделирования электрических сетей (ИП).

Для ЦКС разработана интеграционная платформа, которая обеспечивает взаимодействие с ОИК по стандартным протоколам связи.

Подсистема оптимального управления предназначена для расчета УВ, уставок локальных регуляторов и устройств режимной автоматики. В ПОУ реализовано нейросетевое прогнозирование режимов на основе глубокого машинного обучения для оценки текущего режима и исключения избыточных УВ [12].

Децентрализованная УСУНиРМ управляет оборудованием узла

СЭС (подстанция) при отсутствии связи с ЦКС.

Модуль измерения и ввода-вывода преобразует и передает полученные от ПОУ УВ управляющие сигналы в локальные регуляторы физического уровня, а также измеряет аналоговые и регистрирует дискретные сигналы.

Имитационная подсистема предназначена для тестирования и испытаний «ИСУНРМ». В процессе функционирования ИП взаимодействует с ЦКС и УСУНиРМ, полностью подменяя работу ОИК.

Элементы «ИСУНРМ» реализованы в виде отдельных серверных шкафов (рис. 2).

В случае отказа информационной подсистемы «ИСУНРМ» локальные регуляторы функционируют так же, как и в традиционных энергосистемах.

ИНФОРМАЦИОННОЕ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ, АЛГОРИТМ СТАТИЧЕСКОЙ И МНОГОКРИТЕРИАЛЬНОЙ ДИНАМИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ СРЕДСТВАМИ «ИСУНРМ»

На основании результатов анализа существующих ПТК АСУ ТП для СЭС можно выделить перечень уникальных функций «ИСУНРМ»:

- расчет установившегося режима;
- расчет и оптимизация потерь;
- прогнозирование режимов;
- оценка режимной надежности.

Программное обеспечение «ИСУНРМ» создано на основе комплекса «АНАРЭС» [13] с применением уникальных расчетных модулей, которые в рамках ПОУ выполняют базовые вычислительные функции. Взаимодействие между модулями и контроль за их работой реализуют программные средства ПОУ.

Современные тенденции развития СЭС (стохастическое, мультиагентное поведение) приводят к тому, что их функционирование становится менее прогнозируемым. Важная особенность алгоритмов «ИСУНРМ» – возможность работы

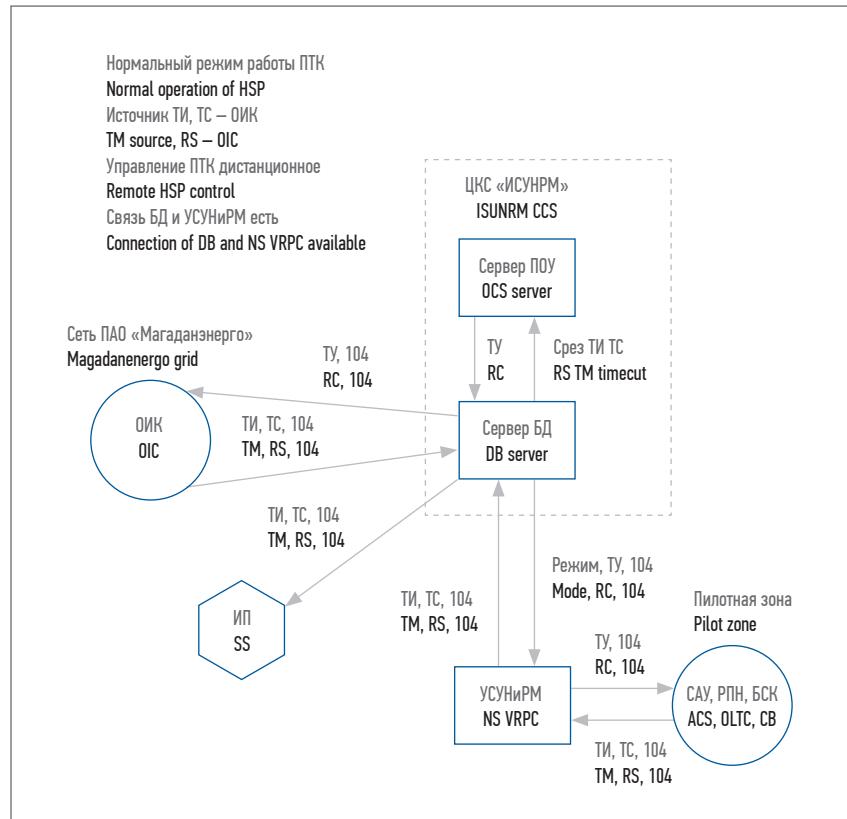


Рис. 1. Обобщенная структурная схема интеллектуальной системы управления напряжением и реактивной мощностью
Fig. 1. Generalized structural diagram of smart voltage and reactive power control system ISUNRM

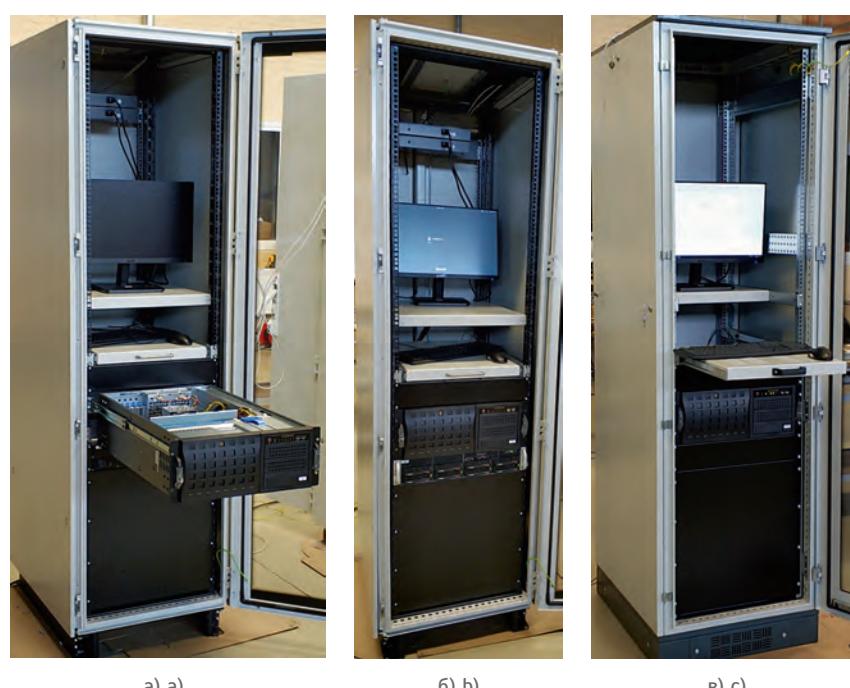


Рис. 2. Компоненты «ИСУНРМ»: а) узловая система управления напряжением и реактивной мощностью; б) централизованная координирующая система режимной автоматики; в) имитационная подсистема
Fig. 2. Components of ISUNRM: a) node system for voltage and reactive power control; b) centralized coordinating system for mode automation; c) simulation subsystem

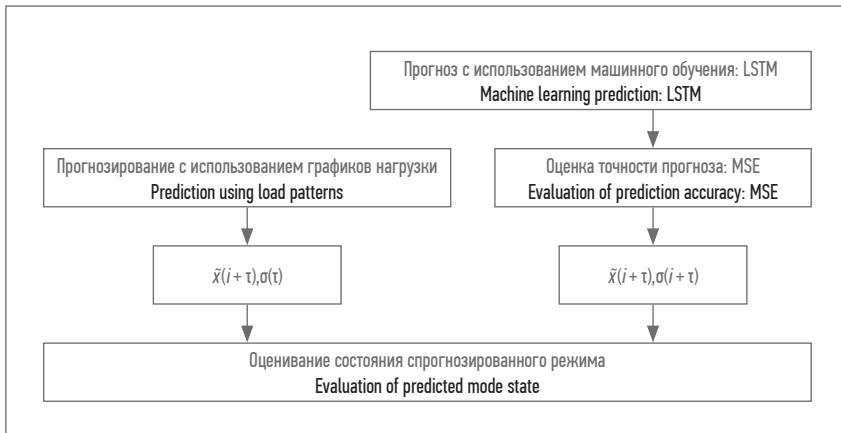


Рис. 3. Обобщенный алгоритм прогнозирования режима работы системы электроснабжения
Fig. 3. Generalized prediction algorithm for operation mode of a power supply system

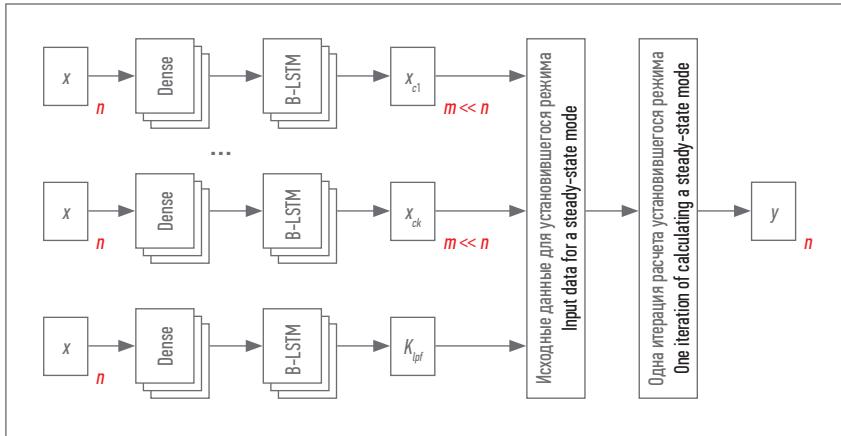


Рис. 4. Схема метода расчета потока мощности на базе нейроаналитической сети
Fig. 4. Diagram for power flow calculation based on a neural network

в условиях использования стохастических данных за счет применения универсальных комбинированных механизмов оценивания состояния и прогнозирования режимов эксплуатации СЭС на основе графиков нагрузки и машинного обучения с помощью искусственной нейронной сети (глубина прогнозирования – до суток).

В качестве метода машинного обучения в составе алгоритма прогнозирования (рис. 3) в ПОУ разработана оригинальная архитектура НАС [14]. Вся исследуемая СЭС делится на кластеры, в каждом из которых прогнозируется лишь небольшое количество параметров и используется надежно работающая архитектура глубокой нейронной сети на основе ячеек LSTM [15]. Выходные параметры кластеров

объединяются в общий вектор исходных данных для моделирования установившегося режима, и выполняется один шаг алгоритма расчета методом Ньютона – Рафсона [16, 17] на каждом этапе итеративного процесса обучения и прогнозирования. Аналитический метод вычисления потока мощности встроен в единую модель (рис. 4), участвующую в процессе обратного распространения градиентов. Кластеризация на подсети осуществляется с использованием иерархической кластеризации методом главных компонент.

Компоненты вектора градиента аналитической части НАС рассчитываются путем неявного дифференцирования отклонения выходного вектора прогнозируемых переменных от измеренных:

$$\varepsilon = (y(u) - \bar{y}), \quad (1)$$

где вектор u получен в результате расчета одной итерации установленного режима.

Для этого решается система линейных уравнений:

$$J = \frac{d\varepsilon}{dx_{ck}} = \frac{d\varepsilon}{du}. \quad (2)$$

Предложенная методика позволяет выполнять прогнозирование и динамическое оценивание состояния на полномасштабных схемах энергосистем в реальном времени. Результаты оценивания используются для реализации рационального управления режимами энергосистемы. Оно предполагает выполнение на верхнем уровне управления многоокритериальной (многоцелевой) оптимизации в условиях стохастичности нагрузок, решаемой методом максимизации взвешенной суммы. При этом отдельные составляющие целевой функции суммируются с учетом их статистического веса:

$$f_c(x) = \sum_{i=1}^n (w_i f_i(x)) | g(x) \leq 0, \quad (3)$$

где $g(x)$ определяет системные режимные ограничения. Рационализировать выбор весов позволяет метод анализа иерархий [18].

В вероятностной постановке целевую функцию можно записать в следующем виде:

$$p(f_c(x)) = \sum_{i=1}^n w_i p_i(f_i(x)). \quad (4)$$

Здесь вместо детерминированных составляющих целевой функции присутствуют распределения вероятности $p(f_i(x))$.

Значения составляющих обобщенной целевой функции вычисляются с использованием вектора состояния системы, представляющего собой напряжение в каждом узле электрической сети, а также значений мощности генерации. Распределение вероятности мощности генерации узлов, не являющихся балансирующими, можно задать априорно в виде нормаль-

ного распределения. Вычисление составляющих целевой функции сводится к расчету распределения вероятности напряжений. Решение данной задачи выполняется с помощью внешнего оценивания множеств решений интервальным методом Ньютона [19].

В качестве исходных данных для динамической оптимизации режима используется прогноз изменения параметров режима на заданное время. Прогнозный горизонт разбит на временные срезы через равные промежутки. Каждый срез представляет собой минимально необходимый набор исходных данных для расчета установившегося режима. Остальные параметры схемы замещения заданы для всех режимов и не меняются с течением времени.

Задача динамической оптимизации [20] – минимизация целевой функции на всем прогнозном горизонте за счет выбора состава и времени УВ:

$$\min \sum_{t=0}^T f_t(x_t) = 0. \quad (5)$$

В отличие от статической оптимизации одного режима здесь важно учитывать стоимость УВ, которая зависит не только от вектора состояния системы, но и от времени (под стоимостью УВ понимается увеличение целевой функции оптимизации при применении данного УВ).

Задачу оптимизации (2) с учетом стоимости воздействия можно сформулировать так:

$$\min \sum_{t=1}^T f_t(x_t, f_t) = \sum_{t=1}^T (f_{d,t}(x_t) + + \sum_{i=1}^c f_{c,i}(x_{t,i}, t)) \quad (6)$$

где функция $f_{c,i}$ монотонно убывает и зависит от времени УВ, которые были выполнены до момента t .

Смысл выражения (6) заключается в том, что после применения УВ возможность его повторного применения в течение некоторого времени заблокирована высоким значением штрафной функции (рис. 5). Через некоторое время

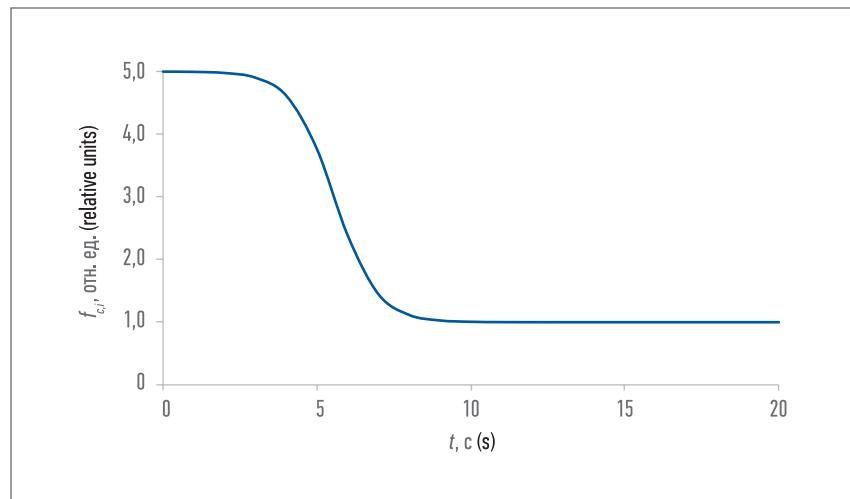


Рис. 5. Пример функции стоимости управляющих воздействий
Fig. 5. Example CA cost function

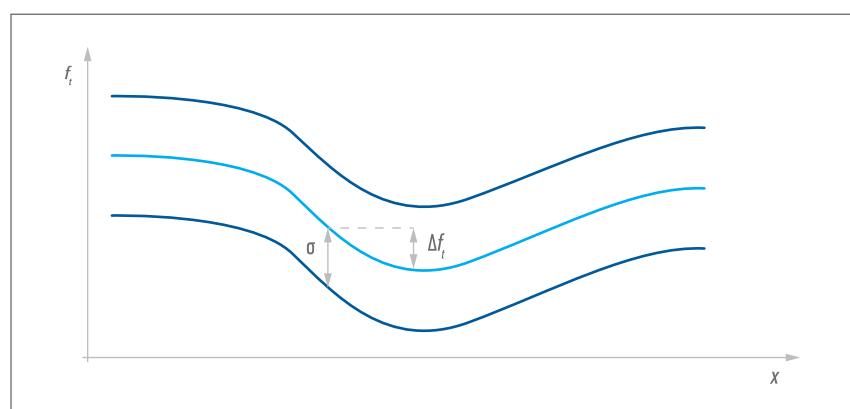


Рис. 6. Влияние дисперсии целевой функции на процесс оптимизации
Fig. 6. Effect of optimization goal variance on the optimization process

стоимость УВ снижается до постоянной величины.

Дополнительную сложность вносит необходимость учета стохастичности исходных данных,

в результате чего дисперсия целевой функции может оказаться больше, чем улучшение ее величины в процессе оптимизации (рис. 6). Предлагаемая методика

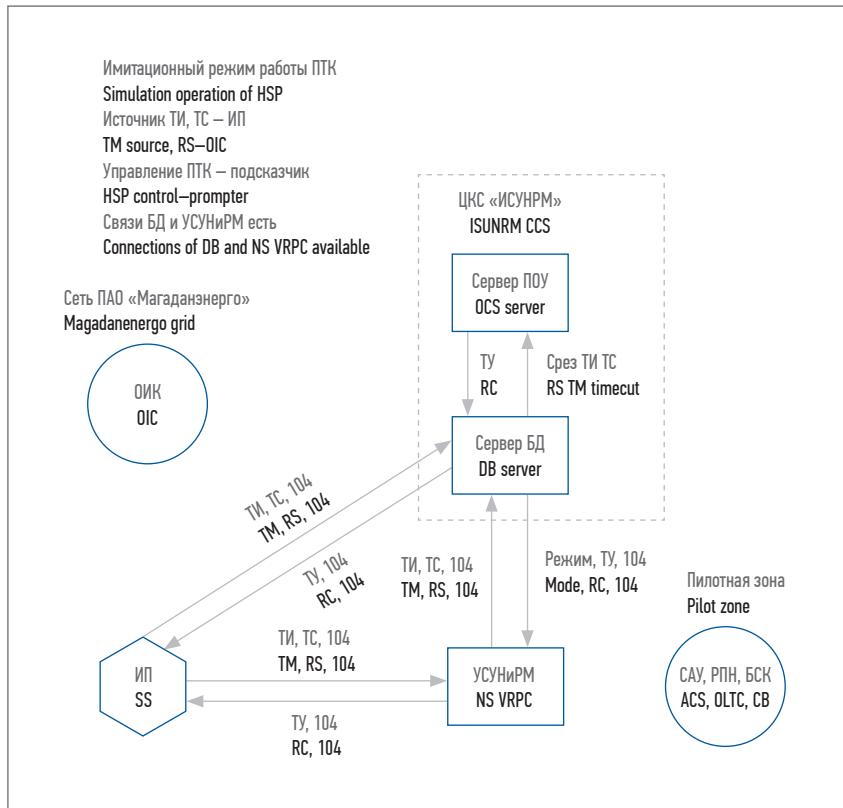


Рис. 7. Испытательный режим «ИСУНРМ»
Fig. 7. Test mode of ISUNRM

оптимизации с учетом стохастических элементов сети реализована в виде отдельного компонента и может использоваться не только в рамках «ИСУНРМ», но и в других САУ.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ ПРОТОТИПА «ИСУНРМ»

В настоящее время изготовлен и испытан прототип «ИСУНРМ». При проверке его функционирования и работы алгоритмов автоматического управления энергосистемой применяли математическую модель СЭС – ИП, которая в реальном времени полностью заменяла реальную энергосистему и ОИК (рис. 7). Для тестирования создали математическую модель электрической сети ПАО «Магаданэнерго» с использованием данных контрольных замеров 2018 г., а также перспективную модель двух пилотных зон на пять лет. С помощью математических моделей оптимизировали режим функционирования СЭС в различных схемно-режимных

ситуациях с последовательным контролем работы представленного алгоритма.

Основными УВ в режиме автоматического управления были уставки по напряжению плавно регулируемых ИРМ-220 кВ. Применились дополнительные УВ – дискретное управление БСК-35 кВ, ШР-35 кВ, а также ступенчатое управление РПН. Важным видом дополнительного управления «ИСУНРМ» стало формирование уставок по напряжению для источников СЭС – генераторов гидроэлектростанций, тепловых и гидрорециркуляционных электростанций.

Реализация перечисленных воздействий позволила снизить потери активной мощности анализируемых пилотных зон СЭС на 1 МВт (с 13,039 до 12,058 МВт), что составило 8 % общих потерь энергии при отсутствии «ИСУНРМ».

Согласно результатам анализа рассчитанных параметров режимов СЭС оцененные режимы сходятся к исходным со средним относи-

тельным отклонением, не превышающим 0,5 %, что соответствует заданным дисперсиям.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для реализации требований введенных в России нормативных документов, относящихся к цифровизации и интеллектуализации в сфере энергетики, необходимо внести корректировки в стандарты ПАО «Газпром» для обеспечения должной эффективности работы СЭС объектов газового комплекса.

Одно из перспективных направлений снижения себестоимости электрической энергии в децентрализованных СЭС с возможностью выдачи электроэнергии ЭСН во внешнюю сеть, включая реализацию схемы «сальдо-переток», – создание и эксплуатация интеллектуальных систем автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности.

Опыт рассмотренной в статье разработки «ИСУНРМ» оказался положительным, структура созданного ПТК может масштабироваться как по мощности, так и по уровню напряжения и адаптироваться к условиям функционирования энергетических объектов ПАО «Газпром».

Результаты испытаний эффективности применения прототипа «ИСУНРМ» подтверждают, что разработанные алгоритмы управления режимом СЭС по напряжению позволяют организовать весь процесс функционирования комплекса от получения ТИ до анализа выданных УВ в целях проверки его соответствия критериям оптимальности.

Решение задачи оптимизации режимов работы СЭС имеет значительный экономический и экологический эффект, и внедрение «ИСУНРМ» в электрических сетях целесообразно. В дальнейшем необходимо обобщить опыт промышленной эксплуатации разработанного ПТК, а также рассмотреть вопросы, связанные с его применением на объектах газового комплекса. ■

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ
List of abbreviations and symbols

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом
 БД – база данных
 БСК – батарея статических конденсаторов
 ИП – имитационная подсистема
 ИРМ – источник реактивной мощности
 КРМ – компенсация реактивной мощности
 НАС – нейронаналитическая сеть
 ОИК – оперативно-информационный комплекс
 ПОУ – подсистема оптимального управления
 ПТК – программно-технический комплекс
 РПН – регулирование под нагрузкой
 САУ – система автоматизированного управления
 СЭС – система электроснабжения
 ТИ – телеметризация
 ТС – телесигнал
 ТУ – телепрограммирование
 УВ – управляющее воздействие
 УСУНРМ – узловая система управления напряжением и реактивной мощностью
 ЦКС – централизованная координирующая система режимной автоматики
 ШР – шунтирующий реактор
 ЭСН – электростанция собственных нужд

ACS automatic control system
 APCS automated process control system
 CA control action
 CB capacitor bank
 CCS centralized coordinating system for mode automation
 DB database
 HSP hardware and software package
 NN neural network
 NS VRPC node system for voltage and reactive power control
 OCS optimal control subsystem
 OIC operational information complex
 OLTC on-load tap change
 PPS plant power station
 PSS power supply system
 RC remote control
 RPC reactive power compensation
 RPS reactive power source
 RS remote signal
 SR shunt reactor
 SS simulation subsystem
 TM telemetering

LSTM – долгая краткосрочная память
 long short-term memory
 MSE – среднеквадратичная ошибка
 mean-root-square error
 ϵ – отклонение выходного вектора прогнозируемых переменных
 output vector deviations of prediction variables
 σ – дисперсия
 variance
 τ – глубина прогнозирования
 prediction depth
 Dense – обозначение полносвязного слоя в нейронной сети
 designation of a dense layer in neural network
 $f_c(x)$ – целевая функция оптимизации
 optimization goal
 $f_{c,t}$ – функция стоимости УВ
 CA cost function
 $f_{d,t}$ – функция статической оптимизации каждого режима для момента времени t
 static optimization function of each mode for t time point
 $f_j(x)$ – целевая функция оптимизации по одному из рассматриваемых критерии
 optimization goal for any of criteria considered
 $f_t(x)$ – целевая функция оптимизации для момента времени t
 optimization goal for t time point
 Δf_t – улучшение величины целевой функции в процессе оптимизации
 improvement of optimization goal during the optimization
 $g(x)$ – ограничения на управляющие параметры и функциональные ограничения
 control parameter limitations and functional limitations

$J = \frac{dx_{ek}}{du}$ – транспонированная матрица Якоби
 transpose of the Jacobian matrix
 K_{lpf} – коэффициент графиков нагрузок
 load pattern factor
 p – вероятность
 probability
 t – время
 time
 $u = (u_r, u_i, \dots, u_m, u_n)$ – вектор действительных и мнимых составляющих узловых напряжений
 vector of real and imaginary parts of node voltages
 w_i – весовой коэффициент, соответствующий подзадаче целевой функции
 weighting factor that matches the optimization goal
 X_t – управляющие воздействия, доступные в момент времени t
 control actions available at t time point
 x – вектор управляющих параметров
 control parameter vector
 \bar{x} – спрогнозированное значение
 predicted value
 X_c – вектор независимых параметров
 independent parameter vector
 X_{ek} – спрогнозированные параметры для кластера k
 predicted parameters for k cluster
 X_t – вектор оптимизируемых параметров
 objective parameter vector

x_{ti} – значение i -го УВ в момент времени t
 i CA value at t time point
 y – вектор прогнозируемой переменной
predicted variable vector
 \bar{y} – измеренные параметры режима
measured mode parameters

Индексы

Indexes
 c – стоимость (целевая функция)
cost (optimization goal)
 d – величина, зависящая только от конкретного момента времени t
value only dependent on specific time point
 i – номера временного среза, УВ или составляющей целевой функции numbers of timecut, CA, or other parts of optimization goal
 n – количество измеряемых параметров
number of parameters measured
 m – количество прогнозируемых параметров для кластера НАС
number of predicted parameters for NN cluster
 t – момент времени
time point

ЛИТЕРАТУРА

1. Министерство энергетики Российской Федерации. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 22.07.2020).
2. Министерство энергетики Российской Федерации. Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/14766> (дата обращения: 22.07.2020).
3. ПАО «Газпром». СТО Газпром 2-6.2-1028-2015. Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО «Газпром». СПб.: Газпром экспо, 2015.
4. ОАО «Газпром». СТО Газпром 2-6.2-208-2008. Выбор количества электроагрегатов электростанций ОАО «Газпром». СПб.: ИРЦ Газпром, 2008.
5. ОАО «Газпром». ВРД 39-1.10-071-2003. Правила технической эксплуатации электростанций собственных нужд объектов ОАО «Газпром». СПб.: Газпром экспо, 2003.
6. Разработка методических подходов и предложений по оптимизации режимов работы электростанций собственных нужд с учетом параллельной работы с внешними электрическими сетями энергосистем (с учетом режимов работы объекта и электрических нагрузок) / М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2017.

7. Росстандарт. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://protect.gost.ru/document.aspx?control=7&id=184246> (дата обращения: 22.07.2020).
8. Долгополов А.Г., Кондратенко Д.В., Уколов С.В., Постолатий В.М. Управляемые шунтирующие реакторы для электрических сетей [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://journal.ie.asm.md/assets/files/m71_2_183.doc (дата обращения: 22.07.2020).
9. Долгополов А.Г., Ахметжанов Н.Г., Кондратенко Д.В. и др. Ввод в эксплуатацию управляемого шунтирующего реактора на Игналинской АЭС [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2008/54/04.php> (дата обращения: 22.07.2020).
10. И 34-70-028-86. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений (разработ. ВНИИЭ, утв. Главным научно-техническим управлением энергетики и электрификации Минэнерго СССР 31.03.1986) [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200044701> (дата обращения: 22.07.2020).
11. Воропай Н.И., Колосок И.Н., Панасецкий Д.А. Мультиагентные технологии в исследованиях электроэнергетических систем и управлении ими [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://energystrategy.ru/projects/Energy_21/7-3.pdf (дата обращения: 22.07.2020).
12. Комашинский В.И., Смирнов Д.А. Нейронные сети и их применение в системах управления и связи. М.: Горячая линия – Телеком, 2003.
13. ИСЭМ СО РАН. АНАРЭС – комплекс программ для моделирования режимов энергосистем [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://anares.ru/software> (дата обращения: 22.07.2020).
14. Домышев А.В. Нейроаналитические сети для оценивания состояния и прогнозирования параметров ЭЭС // Сб. научных трудов Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические и практические проблемы надежности систем энергетики». Иркутск, 2019. С. 295–304.
15. Hochreiter S., Schmidhuber J. Long short-term memory // Neural computation. 1997. Vol. 9 (8). P. 1735–1780.
16. Principal manifolds for data visualization and dimension reduction / Gorban A.N., Kégl B., Wunsch D.C., Zinovyev A. (eds.). Berlin: Springer, 2008. P. 96–130.
17. Ypma T.J. Historical development of the Newton–Raphson method // SIAM Rev. 1995. Vol. 37. No. 4. P. 531–551.
18. Saaty T.L. The analytical hierarchy process. Planning, priority setting, resource allocation (Decision making series). New York, NY: McGraw-Hill International Book Company, 1980.
19. Шарый С.П. Конечномерный интервальный анализ. Новосибирск: XYZ, 2020. С. 403–404.
20. Домышев А.В. Оптимизация электрических сетей со стохастическими элементами // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии. 2020. Т. 13. № 4. С. 406–419.

REFERENCES

- (1) Ministry of Energy of Russian Federation. *Energy strategy of the Russian Federation to 2035*. Available from: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> [Accessed: 22 July 2020]. (In Russian)
- (2) Ministry of Energy of Russian Federation. *Doctrine of energy security of the Russian Federation*. Available from: <https://minenergo.gov.ru/node/14766> [Accessed: 22 July 2020]. (In Russian)
- (3) PJSC Gazprom. STO Gazprom 2-6.2-1028-2015 (company standard). *Categories of PJSC Gazprom industrial facilities' consumers*. Saint Petersburg: Gazprom expo; 2015. (In Russian)
- (4) OAO Gazprom (open joint-stock company). STO Gazprom 2-6.2-208-2008. *Selecting the number of power generating units for OAO Gazprom power plants*. Saint Petersburg: Gas Industry Information and Advertising Center; 2008. (In Russian)
- (5) OAO Gazprom. VRD 39-1.10-071-2003 (internal regulatory guide). *Technical operation practices for plant power stations of OAO Gazprom facilities*. Saint Petersburg: Gazprom expo; 2003. (In Russian)
- (6) Gazprom VNIIGAZ LLC. *Development of methodological approaches and suggestions on optimization of operation modes of plant power stations considering parallel operation with external electric grids of power systems (given the operating modes of the facility and power loads)*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC; 2017. (In Russian)
- (7) Federal Agency on Technical Regulating and Metrology. GOST 32144-2013 (state standard). *Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems*. Available from: <http://protect.gost.ru/document.aspx?control=7&id=184246> [Accessed: 22 July 2020]. (In Russian)
- (8) Dolgopolov A.G., Kondratenko D.V., Ukolov S.V., Postolatyi V.M. *Controlled shunt reactors for electric networks*. Available from: https://journal.ie.asm.md/assets/files/m71_2_183.doc [Accessed: 22 July 2020]. (In Russian)
- (9) Dolgopolov AG, Akhmetdjanov NG, Kondratenko DV, et al. *Commissioning of controlled shunt reactor at Ignalina Nuclear Power Plant*. Available from: <http://www.news.elteh.ru/arh/2008/54/04.php> [Accessed: 22 July 2020]. (In Russian)
- (10) All-Union Electric Power Research Institute [Vsesoyuznyj nauchno-issledovatel'skij institut elektroenergetiki], Chief Science and Technology Agency of Energy and Electrification of the Ministry of Energy and Electrification of USSR [Glavnoe nauchno-tehnicheskoe upravlenie energetiki i elektrifikacii Minenergo SSSR]. I 34-70-028-86 (procedure). *Procedure for reducing process power consumption for delivery via electric grids of power systems and interconnections*. Available from: <http://docs.cntd.ru/document/1200044701> [Accessed: 22 July 2020]. (In Russian)
- (11) Voropay NI, Kolosok IN, Panasetskiy DA. *Multi-agent technologies in investigating and controlling electric power systems*. Available from: http://energystrategy.ru/projects/Energy_21/7-3.pdf [Accessed: 22 July 2020]. (In Russian)
- (12) Komashinskiy VI, Smirnov DA. *Neural Networks and Their Application in Control and Communication Systems*. Moscow: Hotline–Telecom [Goryachaya liniya – Telekom]; 2003. (In Russian)
- (13) ESI SB RAS. ANARES: software package for simulation of power system modes. Available from: <http://anares.ru/software> [Accessed: 22 July 2020]. (In Russian)
- (14) Domyshev AV. Neural networks for state assessment and prediction of electrical power system parameters. In: Voropay NI *Proceedings of 91st meeting of Rudenko International Scientific Workshop «Methodological Issues of Investigating Big Energy Systems Reliability» entitled «Methodological and Practical Reliability Issues of Energy Systems*, 23–27 September 2019, Tashkent, Uzbekistan. Irkutsk, Russia: ESI SB RAS; 2019. p. 295–304. (In Russian)
- (15) Hochreiter S, Schmidhuber J. Long short-term memory. *Neural Computation*. 1997; 9(8): 1735–1780.
- (16) Gorban AN, Kégl B, Wunsch DC, Zinovyev A (eds.). *Principal Manifolds for Data Visualization and Dimension Reduction*. Berlin: Springer; 2008. p. 96–130.
- (17) Ypma T.J. Historical development of the Newton–Raphson method. *SIAM Rev*. 1995; 37(4): 531–551.
- (18) Saaty TL. *The Analytical Hierarchy Process. Planning, Priority Setting, Resource Allocation*. Decision Making. New York, NY: McGraw-Hill International Book Company; 1980.
- (19) Shary SP. *Finite-Dimensional Interval Analysis*. Novosibirsk, Russia: XYZ; 2020. p. 403–404. (In Russian)
- (20) Domyshev AV. Optimization of electric grids with stochastic elements. *Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies [Zhurnal Sibirsogo federal'nogo universiteta. Seriya: Tekhnika i tekhnologii]*. 2020; 13(4): 406–419. (In Russian)



РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

20-Я ЮБИЛЕЙНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

26-29.04.2021

Подробности на сайте
www.neftegaz-expo.ru

Реклама

12+



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР

Messe
Düsseldorf

ТЕХНОЛОГИИ ТРЕХМЕРНОЙ ОЦИФРОВКИ КАК НЕОБХОДИМЫЙ ЭЛЕМЕНТ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ КОМПАНИЙ

С.И. Котельников, ООО «ГЕКСАГОН ГЕОСИСТЕМС РУС» (Москва, РФ)

Цифровая трансформация бизнеса – задача, которую в последние годы приходится решать большинству крупных российских компаний. Если рассматривать промышленный сектор, то она имеет свои специфические особенности, в частности список наиболее актуальных цифровых технологий, на которые делается основной акцент. Обычно в этом списке присутствуют технологии искусственного интеллекта, интернет вещей, робототехники, блокчейн, виртуальная и дополненная реальность.

Технологии трехмерной оцифровки уже широко используются на разных стадиях жизненного цикла промышленных объектов, при этом текущий уровень развития позволяет поставить их в один ряд с актуальными технологиями, используемыми в рамках цифровой трансформации бизнеса промышленных предприятий.

Технологии трехмерной оцифровки (ТТО) включают устройства для получения информации о трехмерной геометрии объектов и программные средства для обработки этих данных. В качестве сенсоров обычно рассматриваются трехмерные лазерные сканеры, также в последнее время все более популярными становятся наземная фотограмметрия или съемка с беспилотных летательных аппаратов.

ИМЕННО СЕЙЧАС ПРИШЛО ВРЕМЯ
ВЗГЛЯНУТЬ НА ТТО ПО-НОВОМУ
И ПЕРЕСМОТРЕТЬ ИХ МЕСТО В РЯДУ
СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ,
ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В РАМКАХ ЦИФРОВОЙ
ТРАНСФОРМАЦИИ.

Данные технологии уже давно используются в сферах проектирования на стадии реконструкции объектов и для мониторинга строительства. Постепенно приходит понимание, что создание информационных моделей для решения задач на стадии эксплуатации и тем более цифровых двойников промышленных объектов подразумевает обязательное использование этих технологий. Хороший пример – система управления ин-



Рис. 1. Современный лазерный сканер в работе

женерными данными, введенная в эксплуатацию и активно развиваемая в ПАО «Газпром нефть»: <https://sapr.ru/article/25490>.

И тем не менее ТТО никогда не попадают в список актуальных цифровых технологий, чему есть две причины:

– ТТО появились в конце 1990-х гг., то есть назвать их новыми можно с большой натяжкой;

– преобразование данных полевой съемки в конечный результат происходит долго, с существенной долей ручного труда и обычно с помощью систем автоматизированного проектирования, что зачастую делает применение ТТО нерентабельным из-за низких темпов оцифровки и не дает возможности уверенно говорить об их самостоятельности.

По мнению автора, именно сейчас пришло время взглянуть на ТТО по-новому и пересмотреть их место в ряду современных технологий, используемых в рамках цифровой трансформации.

Прежде всего, за последние годы произошло качественное улучшение аппаратной части: существенно увеличилась скорость сканирования, автоматизация процессов съемки, улучшилось качество данных (точность измерений, качество сопутствующей фотоинформации). Современный лазерный сканер позволяет снять до нескольких гектаров промышленной территории в день с миллиметровой детализацией и фотoreалистичными текстурами (рис. 1).

Подход к дальнейшей работе с данными трехмерной оцифровки также претерпел существенные изменения в последние годы. Все более востребованными становятся простые в использовании программные сервисы по просмотру и анализу «сырых» трехмерных данных, которые позволяют визуализировать текущую ситуацию на предприятии в трехмерном виде, делать линейные и угловые измерения, размещать дополнительную информацию (замечания, гиперссылки и др.). При этом

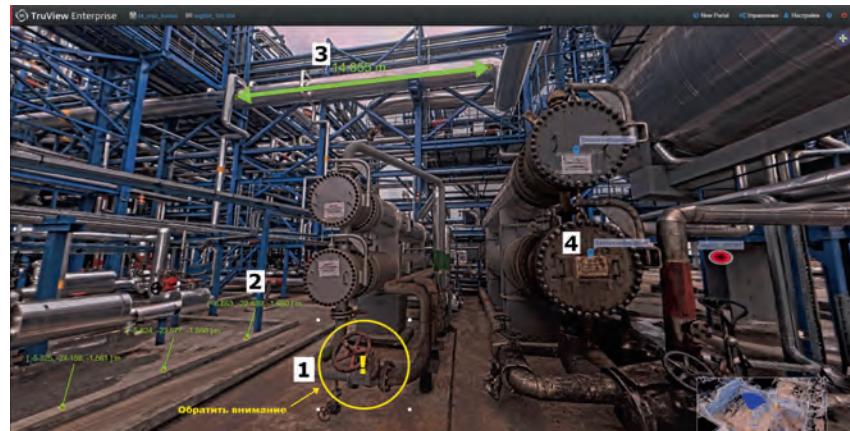
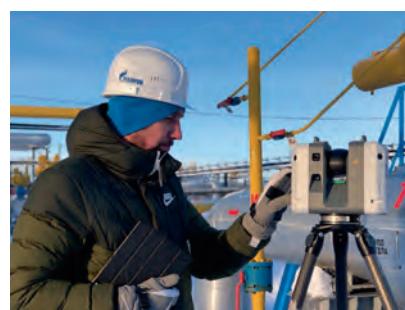


Рис. 2. Пример расстановки аннотации (1), получения пространственных координат характерных точек объектов (2), проведения измерения (3), прикрепления ссылки на внешние документы (4) в сервисах по просмотру данных трехмерной оцифровки



СОВРЕМЕННЫЕ СЕНСОРЫ ПОЗВОЛЯЮТ БЫСТРО И ТОЧНО ПОЛУЧИТЬ ФОТОРЕАЛИСТИЧНУЮ РАСТРОВУЮ ТРЕХМЕРНУЮ МОДЕЛЬ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБЪЕКТА, КОТОРУЮ УЖЕ НА СЛЕДУЮЩИЙ ДЕНЬ ПОСЛЕ СЪЕМКИ МОЖЕТ СМОТРЕТЬ И АНАЛИЗИРОВАТЬ ЛЮБОЙ СОТРУДНИК КОМПАНИИ.

сами данные могут находиться в облаке или на общем сервере компании и предполагать возможность управления правами доступа для разных групп пользователей (рис. 2).

Таким образом, современные сенсоры позволяют быстро и точно получить фотoreалистичную растровую трехмерную модель промышленного объекта, которую уже на следующий день после съемки может смотреть и анализировать любой сотрудник компании.

Такой подход к использованию ТТО имеет очевидные преимущества в рамках концепции цифровой трансформации:

– полученные данные – это новая важная составляющая цифрового актива предприятия;

– организация удаленного доступа сотрудников к информации о предприятии приводит к снижению издержек, совершенствованию бизнес-процессов, увеличению операционной эффективности;

– наличие точной и актуальной трехмерной модели повышает качество и скорость принятия управлеченческих решений;

– в дальнейшем эти данные могут быть использованы для пере-проектирования и создания полноценного цифрового двойника предприятия.

Соответственно, современная концепция применения технологий трехмерной оцифровки – быстрая точная съемка и оперативный доступ к данным для просмотра и анализа – позволяет поставить их в один ряд с актуальными технологиями, используемыми при цифровой трансформации. ■



ООО «ГЕКСАГОН
ГЕОСИСТЕМС РУС»
127273, РФ, г. Москва,
ул. Отрадная, д. 2Б, стр. 9
Тел.: +7 (495) 933-22-77
E-mail: info@geosystems.ru
www.geosystems.ru

ПРИМЕНЕНИЕ СТАНДАРТНЫХ ROV ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ СПЕЦИАЛЬНЫХ ПОДВОДНЫХ РАБОТ ПО ПОИСКУ И ПОДЪЕМУ ВЗРЫВООПАСНЫХ ПРЕДМЕТОВ

УДК 007.52:622.324.5

С.С. Голядкина, ООО «Шельфтехносервис» (Москва, РФ), svetlana.golyadkina@mail.ru

И.А. Кудрявцев, ООО «Шельфтехносервис»

Ю.А. Харченко, д.т.н., проф., ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, РФ)

В статье проанализированы особенности проведения поисковых работ в районе Севастопольской бухты Черного моря, связанных с наличием затопленных взрывоопасных объектов. Приведены практические аспекты поиска подводных потенциально опасных объектов на мелководье. Предложены практические рекомендации по модернизации ROV с учетом специфических особенностей района и условий проведения поисковых работ.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ПОДВОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫЙ ОБЪЕКТ, ТЕЛЕУПРАВЛЯЕМЫЙ НЕОБИТАЕМЫЙ ПОДВОДНЫЙ АППАРАТ ТИПА ROV, ЗАИЛИСТОСТЬ ОБЪЕКТОВ, ГИДРОСТВОЛ, ГРУНТОСОС, АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ БОЕПРИПАСОВ, ПОДЪЕМ, УТИЛИЗАЦИЯ.

Один из важных этапов инженерных изысканий при проведении строительно-монтажных работ в морских акваториях – комплекс работ по поиску и обезвреживанию затопленных взрывоопасных и других техногенных объектов. Поиск таких объектов, затопленных во время и после Второй мировой войны, до сих пор остается серьезной проблемой при отсутствии четких привязок к береговым ориентирам. Наибольшую сложность представляют поисковые работы в открытом море, подразумевающие обследование больших площадей донной поверхности с перепадами глубин.

Отечественная практика экспедиционных исследований показала, что затопленные взрывоопасные предметы находятся в большинстве случаев в разных условиях: одни погребены под многометровым слоем ила, другие чуть прикрыты осадками, третьи легли на каменистое дно прибрежных шельфов [1] (рис. 1).

Места затопления кораблей и судов, захоронения боевых взрывоопасных объектов (мины, торпеда, глубинная бомба, артиллерийский снаряд, авиационная бомба) не-

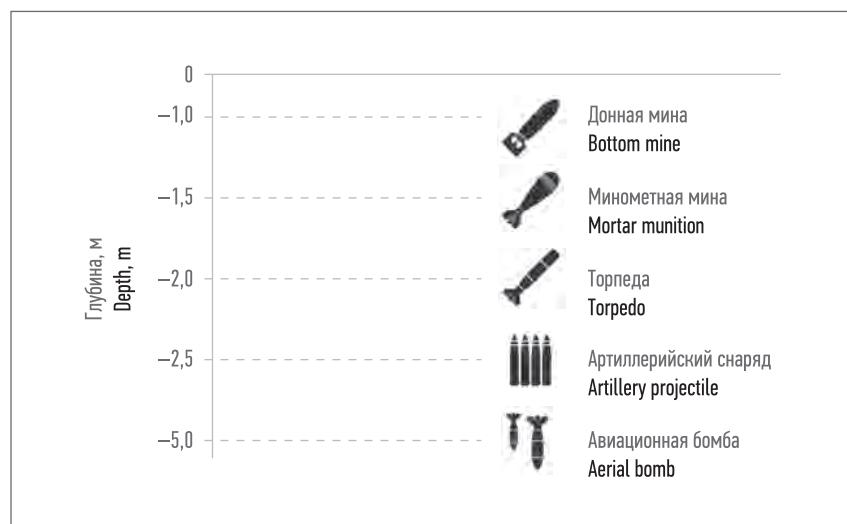


Рис. 1. Возможная глубина проникновения боеприпасов в морской грунт [2]
Fig. 1. Possible depth of munition penetration in sea ground [2]

известного происхождения и состояния относятся к зонам особо опасных природно-техногенных комплексов на дне морей, зонам отчуждения, для которых прогнозируется возможность чрезвычайных ситуаций [1]. Очистка местности (объектов) и акваторий от взрывоопасных предметов осуществляется в целях обеспечения полной безопасности народнохозяйственных работ и жизнедеятельности людей.

В 2015–2017 гг. поисково-очистные мероприятия проводились в районах Севастопольской бухты и бухты Балаклава в Крыму. Для Черного моря, ставшего ареной двух мировых войн, выполненные работы особенно актуальны [3]. Главной их целью стал поиск подводных потенциально опасных объектов (ППО) различных размеров и форм, точечных или линейных, отличимых на фоне подстилающей поверхности рельефа морского

S.S. Golyadkina, "Shelftehnoservice" LLC (Moscow, the Russian Federation), Svetlana.golyadkina@mail.ru

I.A. Kudryavtsev, "Shelftehnoservice" LLC

Yu.A. Kharchenko, PhD in Engineering, Professor, National University of Oil and Gas "Gubkin University" (Moscow, the Russian Federation)

Application of standard remotely operated vehicles (ROVs) for specialized underwater demining operations

The article analyzes the peculiarities of search operations in Sevastopol Bay of the Black Sea. These peculiarities result from drowned explosive objects. The paper also provides the practical aspects of the search for potentially dangerous underwater objects in the shallows. It gives some practical recommendations on the modernization of remotely operated vehicles considering the specific features of the region and environmental conditions of the search operations.

KEYWORDS: POTENTIALLY DANGEROUS UNDERWATER OBJECT, REMOTELY OPERATED UNMANNED UNDERWATER VEHICLE, ROV, SILTING OF OBJECTS, HYDRAULIC SHAFT, SUCTION DREDGE, MUNITIONS CONDITION ANALYSIS, LIFTING, UTILIZATION.

дна с помощью телекомандированного необитаемого подводного аппарата (ТНПА), а также мониторинг загрязнения акватории тяжелыми металлами и нефтепродуктами.

Во время осуществления работ для района поисков ППО были характерны следующие условия: сейсмичность района – 9 баллов; распространение специфических грунтов (илы); сложные экологические условия (наличие участков распространения промысловых пород рыб и других морских биоресурсов); наличие опасных инженерно-геологических явлений и процессов (диапиризм, береговая абразия, денудация, перенос и аккумуляция осадков, размык дна и т.д.); интенсивное судоходство (рекомендованные пути движения судов); наличие зон рыболовства с использованием рыболовных тралов и др. Таким образом, район проведения исследований был открыт для посещения и ограничен для использования акваторий.

Для выполнения полевых поисковых работ на глубинах от 15 до 200 м в соответствии с требованиями технического задания был привлечен многофункциональный научно-исследовательский катамаран «Бриз» (рис. 2).

Объем выполняемых мероприятий на каждом этапе зависел от типа поднимаемого объекта, его технического состояния, степени радио-



Рис. 2. Многофункциональный научно-исследовательский катамаран «Бриз»
Fig. 2. Multi-functional research catamaran Briz

активного загрязнения, условий затопления, в первую очередь глубины, степени воздействия гидрометеорологических факторов и удаленности от береговых пунктов. Важнейшее значение имел правильный выбор технологии, которая по возможности должна была действовать существующие и широко применяемые на практике технические средства, эксплуатируемые опытными специалистами.

На первом этапе работ поиск подводных объектов осуществлялся при помощи гидролокации и магнитометрии. Но, как показала практика, эффективное обследование районов предполагаемого наличия ППО стало возможным только при комплексном использовании дистанционных технических средств обнаружения, а также современных методов изучения рельефа дна, грунта и других физических полей Мирового океана [1].

В связи с этим на втором этапе поисковых работ были проведе-

ны дополнительные детальные обследования дна в местах магнитных аномалий малогабаритным ТНПА стандартного типа Remotely Operated Vehicle (ROV) Sperre SUB Fighter 15K (рис. 3). С его помощью выполнены гидролокационная съемка поверхности дна, промер глубин, измерение скорости и направления течений, отбор проб воды и грунта и т.д. Эксплуатацию ROV и выявление особенностей его работы проводили в режиме ходовых испытаний с учетом ранее полученного опыта [3].

При обнаружении целей с использованием ROV судно удерживалось на расстоянии 40–60 м от выбранной цели, а сам аппарат двигался со скоростью не более 0,93 км/ч (0,5 узла) по произвольному маршруту, осматривая выбранную цель и прилегающую поверхность со всех сторон. Позиционирование ROV



Рис. 3. Малогабаритный телекомандированный необитаемый подводный аппарат стандартного типа ROV Sperre SUB-Fighter 15k
Fig. 3. Small-size standard unmanned ROV Sperre SUB-Fighter 15k

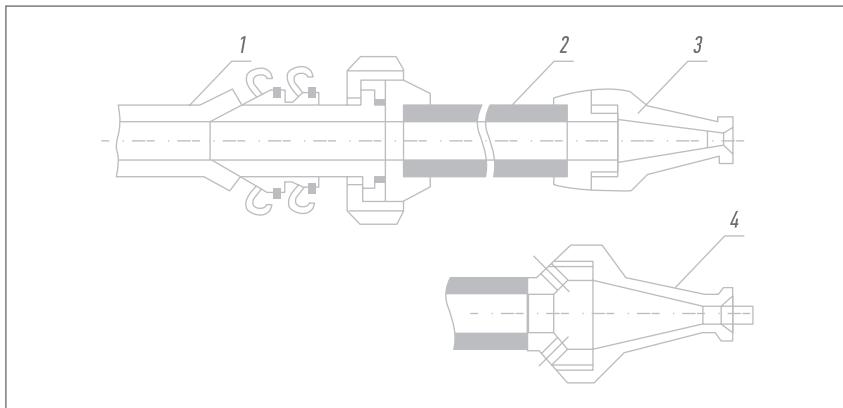


Рис. 4. Гидроствол: 1 – напорный шланг; 2 – труба ствола; 3 – обычная насадка; 4 – безреактивная насадка
Fig. 4. Hydraulic shaft: 1 – pressure hose; 2 – wellbore tube; 3 – normal nozzle; 4 – nonreactive nozzle

осуществлялось при помощи системы USBLTrackLink 1500 МА.

МОДЕРНИЗАЦИЯ

Стоит отметить, что ROV довольно давно и успешно применяются для поиска взрывоопасных предметов на дне морей, водоемов. Многие компании из разных стран занимаются их производством как в единственной модификации, так и небольшими сериями. Но, несмотря на бурное развитие подводной робототехники, на сегодняшний день эта область в большей мере остается экспериментальной. Степень идентификации подводных аппаратов часто не удовлетворяет требованиям технического задания к работам и ставит под сомнение уровень оценки возможных рисков при дальнейшем подъеме и утилизации ППОО. Кроме того, физические методы, используемые при осмотре потенциально опасных объектов, также не дают качественной оценки фактического состояния объектов из-за сложного рельефа грунта, низкой видимости в придонном слое, неоднородности свойств водной среды, мощности залегания осадков, нестандартной обстановки (ветер, течения, волны). Поэтому не всегда удается получить полноценную картину, в каком именно состоянии находится тот или иной объект. В связи с этим расширение областей применения, рост ответственности и сложно-

сти задач, выполнение которых возлагается на стандартные ROV, неизменно приводят к необходимости их модернизации.

Так, при производстве подводно-технических работ в акватории Черного моря был выполнен ряд задач по усложнению оборудования еще до начала мероприятий. А именно – установлен гидроствол (рис. 4) для размывания грунта. К нему с судна-носителя подавалась вода по шлангу при помощи высоконапорного насоса. Струя воды, поступавшая через отверстия гидроствола, с большой долей эффективности размывала грунт. Однако в случае применения гидроствола в заиленых, а также рыхлых и сыпучих породах грунта может возникнуть большое количество жидкой породы, которую необходимо будет либо отбрасы-

вать в сторону, либо подсасывать при помощи пневматического грунтососа.

Учитывая, что в большинстве случаев ППОО находятся на дне в землистом состоянии, было принято конструктивное решение дополнительно установить на ROV пневматический грунтосос. Для такого рода работ применяются вертикальные и горизонтальные грунтососы в зависимости от природных условий и допустимого рабочего пространства. Исходя из особенностей конструкции носителя (ROV), выбран горизонтальный способ установки, эффективность которого начинается уже с 5 м. Помимо этого, была уменьшена длина металлической трубы в передней части (рис. 5). Таким образом, обновленная манипуляция позволила в значительной степени повысить маневренность ROV. С учетом глубины воды в районе работ (в среднем от 5 до 15 м) был сделан расчет на увеличение мощности подсоса в связи с увеличением глубины.

На практике установка грунтососа на ROV позволила эффективно отсасывать жидкий грунт под водой, что существенно повысило видимость в районе работ для идентификации и визуализации (с помощью камер на ТНПА) потенциально опасных объектов.

Стоит отметить, что гидроствол, гидроэжектор, пневматический грунтосос ранее применялись на практике при очистке акваторий, но, как правило, с резиновых лодок, портовых сооружений или причалов. Однако при данных работах успешная установка гидроствола и одновременно грунтососа на ROV была применена впервые, что позволило очистить большую часть заиленых объектов и определить их фактическое состояние.

ВЫВОДЫ

Важнейшее значение для успешности поиска ППОО имел правильный выбор технологии работ при комплексном использовании ROV.



Рис. 5. Изменение длины металлической трубы в передней части (удлинение и вынос вперед перед аппаратом)
Fig. 5. Change in metal pipe front length (extension and moving ahead of the vehicle)

Большая часть ППОО находится под толстым слоем ила и песка в условиях ограниченной видимости. Применение стандартно укомплектованного ROV не имело эффективности. Возникла необходимость его модернизации путем одновременной установки на ROV гидрострела и грунтососа для размыва и отсоса грунта. Его размыв показал, что металлические оболочки ППОО подверглись сильной коррозии,

в большинстве своем приросли друг к другу, но без нарушения целостности. Часть боеприпасов находилась в поврежденном состоянии.

Высокий уровень анализа состояния боеприпасов для определения целесообразности их подъема гарантировал последующую безопасность для водолазов и экипажа (в т. ч. и научной группы) судна-носителя ROV при дальнейшем подъеме и способствовал мини-

мизации рисков при извлечении большей их части для последующей утилизации.

Таким образом, проведенные в Черном море поисковые работы стали важной частью морских инженерных изысканий. Приобретенный опыт может быть использован в других аналогичных проектах, в частности ПАО «Газпром». Например, в акватории Балтийского моря в рамках проекта «Северный поток – 2». ■

ЛИТЕРАТУРА

REFERENCES

- REFERENCES**

 - (1) Nersesov BA. Peculiarities of the search for potentially dangerous underwater objects in the Baltic Sea. *International Journal for Applied and Fundamental Research* [Mezhdunarodnyj zhurnal prikladnyh i fundamental'nyh issledovanij]. 2017; (11–2): 270–275. (In Russian)
 - (2) Koloskov N, Safonov S, Polyanskiy D. Procedure for demining of inland waters and closed sea of the Russian Federation. *Neptune. Diving project [Neptun. Vodolaznyj proekt]*. 2014; 83(2): 46–51. (In Russian)
 - (3) Golyadkina SS, Bogdanova OS. Lessons from experiences of using ROVs within the framework of the programme "Monitoring the condition of potentially hazardous underwater facilities in the Black Sea". *Bulletin of the Association of Drilling Contractors* [Vestnik associacii burovyh podryadchikov]. 2016; (3): 18–22. (In Russian)

ВЕДУЩАЯ ОБЩЕСТВЕННАЯ ПЛОЩАДКА СТРАНЫ ПО ВОПРОСАМ ЭКОЛОГИИ



22–23 октября 2020

www.forumeco.ru

Санкт-Петербург, КВЦ «Экспофорум»
Петербургское шоссе, 64/1



ОСНОВНЫЕ ТЕМАТИЧЕСКИЕ НАПРАВЛЕНИЯ ФОРУМА



на правах рекламы

АНО «Общественный
форум «Экология»
www.forumeco.ru



Оператор форума:
Conference Point,
+7 (812) 327-93-70,
www.confspb.ru



ПРИГЛАШАЕМ СТАТЬ УЧАСТНИКОМ!



ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ПОДВОДНЫЕ РОБОТОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ОСМОТРОВЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ НА МОРСКИХ ГАЗОПРОВОДАХ И ДОБЫЧНЫХ КОМПЛЕКСАХ

УДК 004.896::622.279.04

В.Ф. Филаретов, д.т.н., проф., ФГБУН «Институт автоматики и процессов управления»
Дальневосточного отделения Российской академии наук (Владивосток, РФ),
filaretov.av@dvgfu.ru

А.С. Климчик, к.т.н., АНО ВО «Университет Иннополис» (Иннополис, РФ),
a.klimchik@innopolis.ru

Д.А. Юхимец, д.т.н., доцент, ФГБУН «Институт автоматики и процессов управления»
Дальневосточного отделения Российской академии наук, undim@iacp.dvo.ru

А.Ю. Коноплин, к.т.н., ФГБУН «Институт проблем морских технологий»
Дальневосточного отделения Российской академии наук (Владивосток, РФ),
konoplin@marine.febras.ru

А.В. Зуев, к.т.н., доцент, ФГБУН «Институт проблем морских технологий»
Дальневосточного отделения Российской академии наук, zuev@marine.febras.ru

В статье освещены некоторые вопросы создания перспективных подводных робототехнических комплексов, оснащенных различного вида многозвездными манипуляторами, системами технического зрения и интеллектуальными информационно-управляющими системами. Эти комплексы предназначены для автоматического и супервизорного выполнения сложных осмотровых и технологических операций при постройке и техническом обслуживании объектов подводной инфраструктуры ПАО «Газпром» (газопроводы, добывное оборудование и др.). Рассмотрены новые методы создания интеллектуальных информационно-управляющих систем подводных робототехнических комплексов, предназначенных для получения и обработки информации, поступающей от бортовых систем технического зрения, а также алгоритмы их работы с использованием высококачественных трехмерных моделей газопроводов и подводной инфраструктуры, точно привязанных к географическим координатам подводного рельефа. Описаны способы автоматического планирования миссий и действий роботов (включая групповое управление) и их эффективного управления с использованием новых стационарных и переносных гидроакустических станций, увязанных в единый комплекс высокоточной подводной навигации. Представлены новые методы интеллектуальной помощи и поддержки операторов телемеханических подводных робототехнических комплексов посредством быстрой цифровой обработки получаемой визуальной и гидроакустической информации и представления ее на их мониторах в компактном и удобном виде. Приведены новые типы и конструкции автономных подводных робототехнических комплексов, оснащенных многозвездными манипуляторами и управляемых созданными интеллектуальными информационно-управляющими системами, способных в полностью автоматическом режиме выполнять различные операции на объектах подводной инфраструктуры с использованием современных надежных и эффективных систем оперативной диагностики неисправностей в роботах и компенсации их последствий. Совместная реализация описанных в статье методов позволит создать подводные робототехнические комплексы нового поколения, способные существенно повысить качество выполнения сложных подводных операций, тем самым удешевить практическое использование аппаратов, повысить их эффективность и одновременно расширить область применения.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: подводный робототехнический комплекс, интеллектуальная информационно-управляющая система, технологические операции, подводный манипулятор, система технического зрения.

V.F. Filaretov, PhD in Engineering, Professor, Institute of Automation and Control Processes of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences (Vladivostok, the Russian Federation), filaretov.av@dvfu.ru

A.S. Klimchik, PhD in Engineering, Innopolis University (Innopolis, the Russian Federation), a.klimchik@innopolis.ru

D.A. Yukhimets, PhD in Engineering, Associate Professor, Institute of Automation and Control Processes of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, undim@iacp.dvo.ru

A.Yu. Konoplin, PhD in Engineering, Institute of Marine Technology Problems of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences (Vladivostok, the Russian Federation), konoplin@marine.febas.ru

A.V. Zuev, PhD in Engineering, Associate Professor, Institute of Marine Technology Problems of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, zuev@marine.febas.ru

Intelligent underwater robotics for inspection and process operations on offshore gas pipelines and production systems

The paper highlights some issues of developing advanced underwater robotic systems (robotics) equipped with various types of multilink manipulators, computer vision systems (vision), and intelligent information control systems. The robotics are designed for complex inspection and process operations in automatic and supervisory modes during the construction and maintenance of PJSC Gazprom's subsea infrastructure facilities (gas pipelines, production equipment, and more). The article addresses the new methods for creating intelligent information control systems aimed at receiving and processing the on-board vision information, as well as operation algorithms for those systems. The algorithms involve high-quality three-dimensional models of gas pipelines and subsea infrastructure, precisely linked to geographic coordinates of the underwater terrain. Another subject of the paper is methods for automatic planning of robot missions and actions (including group control) and effective robot control using new stationary and mobile sonar stations joined into a single high-precision underwater navigation system. Besides, the article considers some new smart help and support methods for operators of remotely operated underwater robotics by fast digital processing of the received visual and hydro-acoustic information and displaying it on the monitors compactly and conveniently.

Finally, the paper describes some new types and designs of autonomous underwater robotics equipped with multilink manipulators and controlled by the created intelligent information control systems. These systems can perform various operations on subsea infrastructure facilities in a fully automatic mode using reliable and effective advanced systems for online diagnostics of robot failures and methods for compensating them.

Joint implementation of the described methods will create a new generation of underwater robotics that dramatically improve the quality of complex underwater operations and thus reduce the cost of the actual use of the machinery by increasing the efficiency and expand their scope.

KEYWORDS: UNDERWATER ROBOTIC SYSTEM, UNDERWATER ROBOTICS, INTELLIGENT INFORMATION CONTROL SYSTEM, PROCESS OPERATIONS, UNDERWATER MANIPULATOR, COMPUTER VISION SYSTEM.

В настоящее время для повышения эффективности выполнения многих видов работ на объектах инфраструктуры подводных газопроводов и добывающих комплексов (прокладка, инспекция и ремонт, подводное строительство, мониторинг водной среды, отбор проб грунта, охрана подводных акваторий и др.) применяют подводную робототехнику [1–9]. Однако в большинстве случаев используют простейшие малоэффективные и дорогостоящие телекомандные средства, а возможности существующих автономных подводных аппаратов без многозвенных манипуляторов (ММ) с типовыми управляющими системами ограничены относительно простыми поисковыми и обзорными миссиями

и операциями, выполняемыми по заданным жестким программам [7, 8]. Сложные работы вблизи объектов подводной инфраструктуры в неизвестной заранее и непрерывно меняющейся обстановке в настоящее время можно выполнить только в режиме телекомандного управления при наличии дорогостоящих судов сопровождения с многочисленным высококвалифицированным персоналом. Поэтому во многих странах приступили к созданию новых интеллектуальных подводных робототехнических комплексов (ПРК) с ММ, позволяющих частично заменить маломаневренные, громоздкие и дорогостоящие телекомандные системы более производительными и дешевыми автономными подводными робо-

тами с расширенными функциональными возможностями [9, 10], ресурсными характеристиками и улучшенными показателями качества работ, способными автономно выполнять многие сложные миссии, а также технологические и транспортные операции.

До сих пор ПРК для решения перечисленных задач еще не созданы, но потребность в них растет из года в год. Для этого ПРК оснащают интеллектуальными информационно-управляющими системами (ИИУС), в которых реализованы алгоритмы обработки информации для быстрого планирования траекторий в неизвестной обстановке [10, 11] и алгоритмы управления [1, 12] для точного движения ПРК по сформированным траекториям.

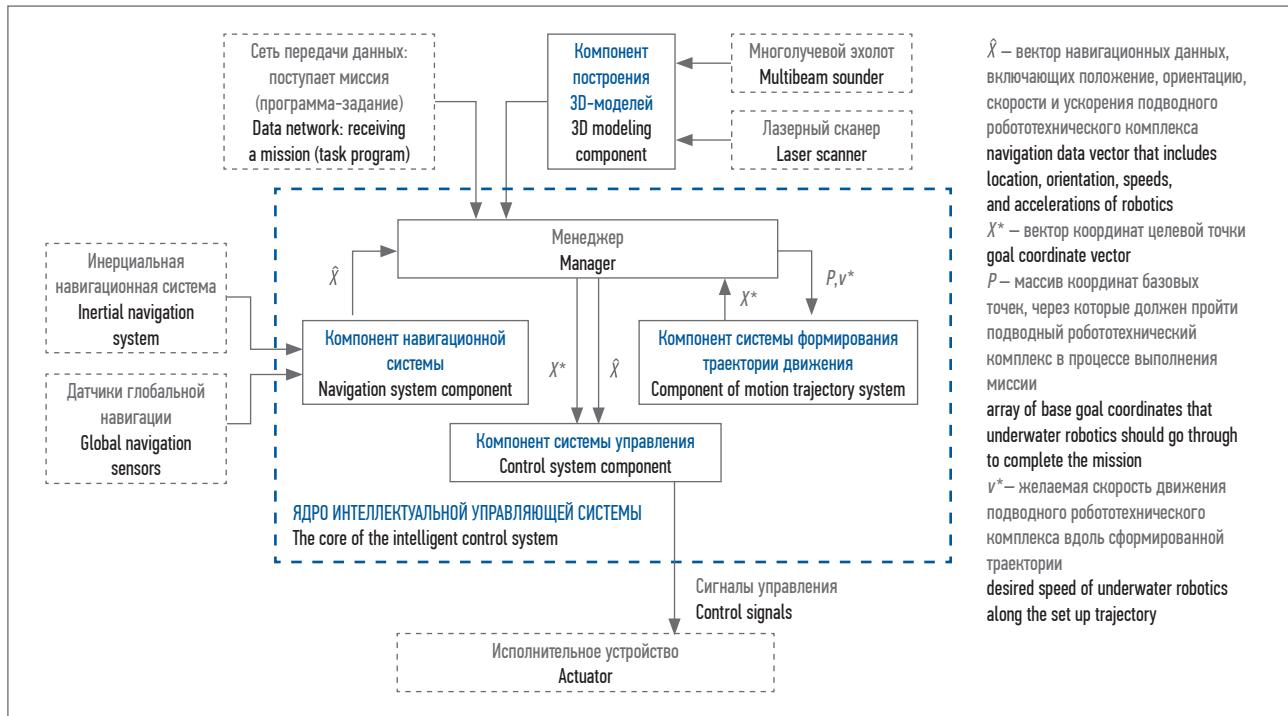


Рис. 1. Схема интеллектуальной информационно-управляющей системы подводного робототехнического комплекса
Fig. 1. Diagram of an intelligent information control system for underwater robotics

Однако существующие алгоритмы формируют траектории в таком виде (ломаная линия, положение целевой точки), который не позволяет системам управления (СУ) обеспечить точное и быстрое движение ПРК вблизи подводных объектов. Кроме того, на сегодняшний день СУ представляют собой типовые линейные регуляторы [8, 13] с невысоким качеством управления в условиях неопределенности и изменчивости параметров ПРК в процессе выполнения ими сложных операций. В то же время имеющиеся адаптивные робастные СУ [14] не учитывают возможного входа в насыщения движителей ПРК, что требует идентификации параметров в реальном времени.

Решение перечисленных проблем позволит увеличить объем и виды подводных работ, выполняемых в автономном режиме, а также снизить стоимость используемой техники при одновременном росте эффективности ее эксплуатации.

Для управления, навигации и связи с ПРК сейчас применяют традиционные гидроакустические

системы, требующие длительного развертывания и настройки, с низкой пропускной способностью, ограниченной дистанцией связи; их контролирует оператор посредством специализированного программного обеспечения [8]. Это не позволяет добиться эффективной навигации и управления ПРК при выполнении сложных подводных работ, особенно требующих высокоточной привязки данных, получаемых от систем технического зрения (СТЗ), к реальным географическим координатам местности. В этих целях необходимо объединить сети гидроакустических приемо-передающих станций и комплексов нового поколения [15], оснащаемые датчиками сверхбольшого радиуса действия, которые точно определяют координаты всех надводных и подводных объектов и поддерживают обмен навигационной информацией между ними. Для использования таких станций необходимы новые ИИУС ПРК, обеспечивающие эффективное взаимодействие комплексов между собой и с элементами подводной инфраструктуры.

КОМПОНЕНТЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ИНФОРМАЦИОННО-УПРАВЛЯЮЩИХ СИСТЕМ ПОДВОДНЫХ РОБОТОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ

С помощью известных российских и зарубежных ПРК можно выполнять относительно простые осмотровые операции, что обусловлено ограниченными возможностями СУ, не позволяющими качественно планировать и отрабатывать сложные пространственные траектории в условиях неопределенности окружающей обстановки вблизи подводных объектов. Для решения этой проблемы предложен новый подход к построению ИИУС ПРК [15] (рис. 1): она создана на базе модульного принципа и содержит компоненты, способные обеспечить автономное выполнение подводных операций, требующих корректного движения роботов вблизи подводных объектов (газопроводы, добываочные комплексы и др.), а также точной привязки получаемых данных к географическим координатам местности.

В состав ИИУС включены следующие элементы:

- компонент навигационной системы;
- компонент формирования пространственных траекторий в режиме реального времени;
- компонент управления точным и быстрым движением ПРК по построенным траекториям вблизи подводных объектов;
- компонент построения высококачественных трехмерных моделей подводных объектов.

Созданная ИИУС имеет специальные системы команд, позволяющие описывать действия ПРК и на их основе планировать сложные миссии, обеспечивать взаимодействие оператора с ПРК и передачу на них навигационной информации через сеть гидроакустических приемо-передающих станций и комплексов [15]. Формат команд разработан таким образом, чтобы минимизировать количество данных, передающихся через гидроакустические каналы связи, и дать возможность управлять несколькими ПРК одновременно.

Компонент навигационной системы

Выполняет две основные функции:

- формирование информации о текущем положении и ориентации ПРК в абсолютной системе координат;
- оценка положения ПРК относительно окружающих подводных объектов.

Первая задача решается с помощью специального алгоритма комплексирования [1], учитывающего разные периоды обновления данных бортовых навигационных датчиков и формирующего с заданной периодичностью информацию о движении ПРК. В результате достигаются высокая частота подачи сигналов управления и точность движения ПРК по созданным траекториям. Предусмотрена возможность использования навигационных данных, полученных от сети гидроакустических приемо-передающих комплексов.

В процессе решения второй задачи с использованием сигналов гидролокаторов и бортовых СТЗ генерируется информация о расположении подводных объектов относительно ПРК, необходимая для построения безопасных траекторий обхода обнаруженных препятствий.

Навигационный компонент также содержит специальный алгоритм [1], позволяющий при движении ПРК в составе группы согласовывать показания их бортовых навигационных систем, что значительно повышает эффективность выполнения групповых миссий в обширных акваториях.

Компонент формирования движения ПРК

Реализует набор алгоритмов построения гладких пространственных траекторий движения на основе данных, поступающих от бортовых сонаров, в неизвестной заранее обстановке с препятствиями [17]. Эти траектории моделируются на основе сплайнов Безье третьего порядка и корректируются в процессе движения роботов при обнаружении препятствий его бортовыми датчиками.

В случае гладких траекторий в компоненте задействуется три различных алгоритма:

- движение ПРК в горизонтальной плоскости с сохранением заданной глубины;
- движение ПРК в горизонтальной плоскости с сохранением заданной высоты над дном;
- движение группы ПРК в заданном строю.

Компонент управления

Выполняет высокоточные алгоритмы при пространственном движении в условиях неопределенности параметров самого ПРК и внешних воздействий водной среды. Содержит два следующих типа СУ.

Адаптивные многоконтурные СУ обеспечивают заданные движения ПРК [1]. Их целесообразно использовать для управления ПРК

в процессе выполнения с помощью ММ сложных технологических операций, когда роботы должны совершать маневры вблизи объектов работ.

Системы управления с типовыми линейными регуляторами содержат дополнительный контур настройки режимов движения для точного и предельно быстрого перемещения ПРК по заданным траекториям [1].

Согласно экспериментальным исследованиям автономного ПРК «МАРК» (ИПМТ ДВО РАН, ДВФУ) (рис. 2) созданные СУ в несколько раз увеличивают точность движения комплекса по сравнению с традиционными СУ [1].

Компонент построения трехмерных моделей

Реализует алгоритмы сбора и обработки данных бортовых СТЗ (многолучевые эхолоты, лазерные сканеры). Основная задача этого компонента – привязка данных, полученных от СТЗ, к абсолютной системе координат, построение высококачественных трехмерных моделей окружающей обстановки, а также предварительная обработка информации в этих моделях (фильтрация, триангуляция). Дополнительно компонент включает алгоритмы для управления движением лазерного профильного сканера и обработки данных, поступающих от его чувствительного элемента, для их преобразования в облака точек.

НОВЫЕ МЕТОДЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ПОМОЩИ ОПЕРАТОРАМ ТЕЛЕУПРАВЛЯЕМЫХ ПОДВОДНЫХ РОБОТОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ

В настоящее время телекомандные ПРК (ТПРК), оснащенные СТЗ, ММ и пробоотборниками, выполняют осмотровые и ответственные манипуляционные операции на любой глубине [18]. Для их работы необходим промежуточный блок-заглубитель, соединяющий армированный кабель-трос

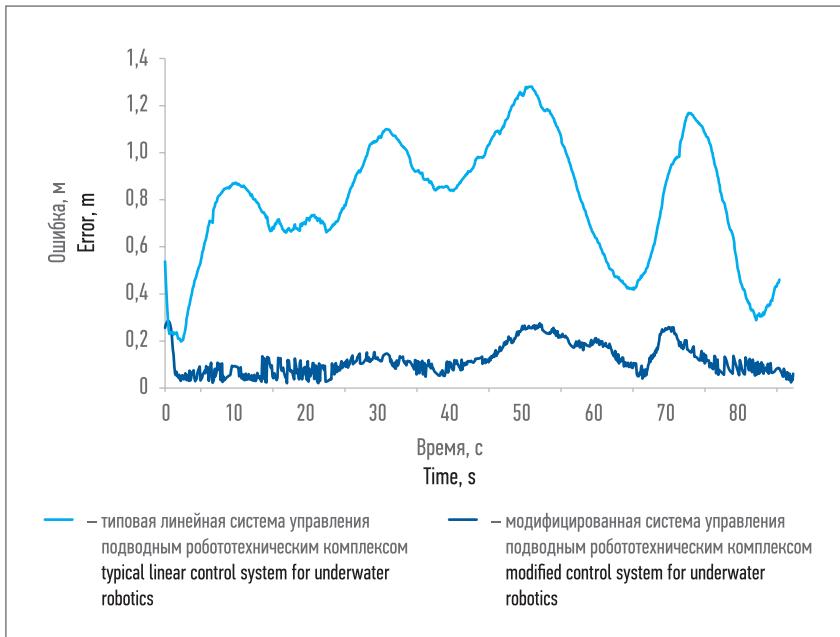


Рис. 2. Ошибка пространственного движения подводного робототехнического комплекса «МАРК» (ИПМТ ДВО РАН, ДВФУ)

Fig. 2. Spatial motion error of MARK underwater robotics (Institute of Marine Technology Problems of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, FEFU)

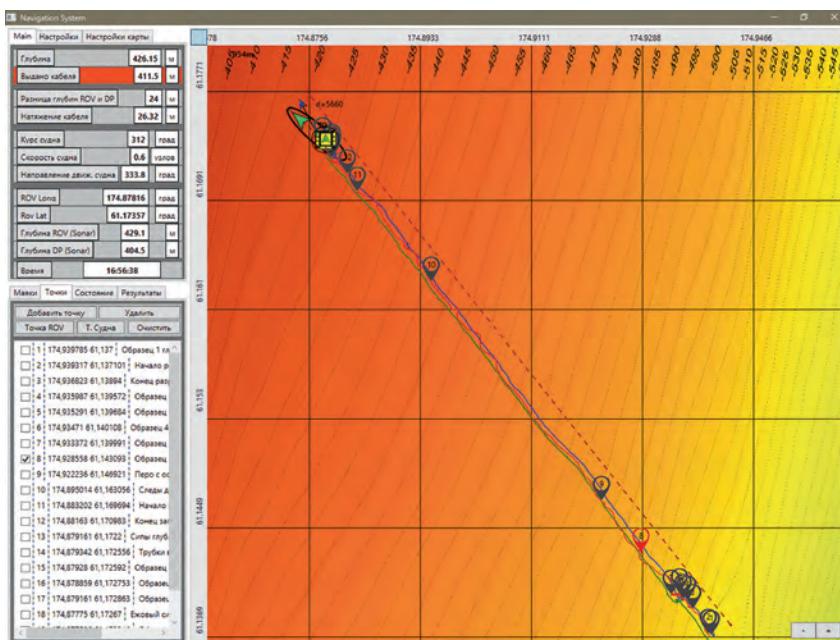


Рис. 3. Интерфейс системы поддержки деятельности операторов телекомандированного подводного робототехнического комплекса

Fig. 3. The interface of an operator support system of remotely operated underwater robotics

спуско-подъемного устройства с гибким кабелем связи робота.

Для точного и безопасного перемещения ТПРК операторам приходится одновременно управлять самим аппаратом, кабель-тросом

и судном-носителем, непрерывно контролируя взаимное расположение ТПРК, его блока-заглубителя и поверхности морского дна. В результате операторы испытывают большие психологические пере-

грузки, что приводит к снижению производительности их работы, ошибкам и может спровоцировать аварийную ситуацию. Для решения этой проблемы создана универсальная система интеллектуальной поддержки операторов, обеспечивающая одновременное точное, быстрое и безаварийное перемещение всего указанного комплекса [19].

Размер рабочей зоны ТПРК определяется длиной гибкого плавучего кабеля, ее расположение в пространстве – местоположением блока-заглубителя, удерживаемого жестким кабель-тросом. При нахождении аппарата вблизи дна операторы, помимо управления перемещениями ТПРК, должны давать команды экипажу судна-носителя изменить длину кабель-троса с помощью спуско-подъемного устройства и переместить судно в заданном направлении на нужное расстояние.

Для предотвращения ситуаций, в которых блок-заглубитель и гибкий кабель связи касаются дна, блок должен удерживаться выше ТПРК на определенном расстоянии, которое зависит от рельефа донной поверхности. Для корректировки взаимного расположения элементов системы используется разработанный алгоритм управления согласованными перемещениями аппарата и блока-заглубителя [19], позволяющий на основе навигационной информации об их местоположении вычислить необходимую длину выдаваемого спуско-подъемным устройством армированного кабель-троса. Кроме того, при перемещении ТПРК к границам его рабочей зоны с помощью данного алгоритма рассчитывается величина и направление смещения судна-носителя. Реализуемое в результате корректное движение блока-заглубителя вслед за ТПРК обеспечивает безопасное перемещение по произвольным маршрутам.

Если судно-носитель не имеет дорогостоящей высокоточной системы динамического позициони-

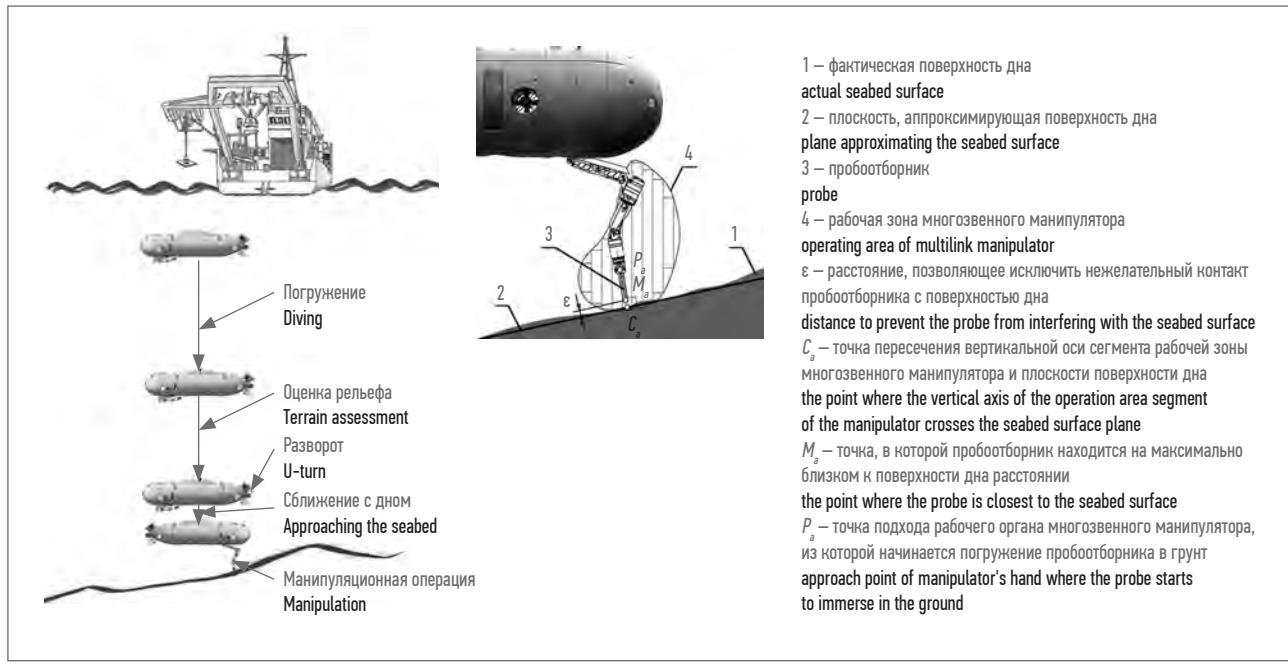


Рис. 4. Схема выполнения манипуляционных операций с помощью автономных подводных робототехнических комплексов, оснащенных многозвездными манипуляторами: а) общая схема работы; б) формирование траекторий движения многозвездных манипуляторов для выполнения рабочих операций с одновременной компенсацией силовых и моментных воздействий, возникающих при его перемещении в вязкой среде

Fig. 4. Manipulations operation diagram of autonomous underwater robotics with multilink manipulators: a) general operation diagram; b) setting up trajectories of multilink manipulators to operate with simultaneous compensation of force and momentum actions during its moving in a viscous medium

рования, целесообразно задавать желаемые направление и скорость его движения и перемещать ТПРК вслед за этим судном таким образом, чтобы он всегда находился в передней полусфере своей рабочей зоны перед блоком-заглубителем. Это дает возможность аппарату задерживаться вблизи обнаруживаемых объектов и успевать выполнять заданные операции без необходимости останавливать судно-носитель, а также предотвращает запутывание кабеля связи и соударения блока-заглубителя с дном при движении вверх по склону. Когда ТПРК выходит из передней полусферы своей рабочей зоны, оператору выдается предупреждение.

Работу операторов облегчает удобный интерфейс системы поддержки (рис. 3), реализованной в среде Microsoft .Net Framework с использованием подхода [20].

Созданную систему интеллектуальной поддержки применили в глубоководных экспе-

дициях ФГБУН «Национальный научный центр морской биологии им. А.В. Жирмунского» Дальневосточного отделения Российской академии наук в Беринговом море и Тихом океане с ТПРК Comanche-18 (Sub-Atlantic Ltd., Великобритания) на научно-исследовательском судне «Академик М.А. Лаврентьев» [18, 19, 21].

НОВЫЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ИНФОРМАЦИОННО-УПРАВЛЯЮЩИЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ АВТОНОМНЫХ ПОДВОДНЫХ РОБОТОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ, ОСНАЩЕННЫХ МНОГОЗВЕДНЫМИ МАНИПУЛЯТОРАМИ

Проблема выполнения различных манипуляций на объектах подводной инфраструктуры с помощью ПРК, оснащенных одним или несколькими ММ, очень актуальна [22, 23]. Практически все операции проводят специально обученные операторы в ручном режиме теле-

управления. Однако такие работы на большой глубине сложно реализуемы и дорогостоящи. Поэтому некоторые зарубежные компании приступили к созданию автономных ПРК, оснащенных ММ [24, 25].

В целях автоматизации многих технологических операций вблизи дна авторы создали ИИУС для автономных манипуляционных ПРК нового поколения, обеспечивающую комплексное решение большого числа практических задач.

Поскольку любая автоматическая подводная манипуляционная операция начинается с приближения робота к объекту работ, созданная ИИУС на первом этапе определяет на основе данных локаторов и доплеровского лага координаты объекта, а также взаимное расположение робота, объекта и поверхности дна. Полученный от лага массив точек представляется в виде усредненной плоскости, имитирующей дно вблизи объекта, к которому должен подойти робот (рис. 4). С учетом пространственного расположения

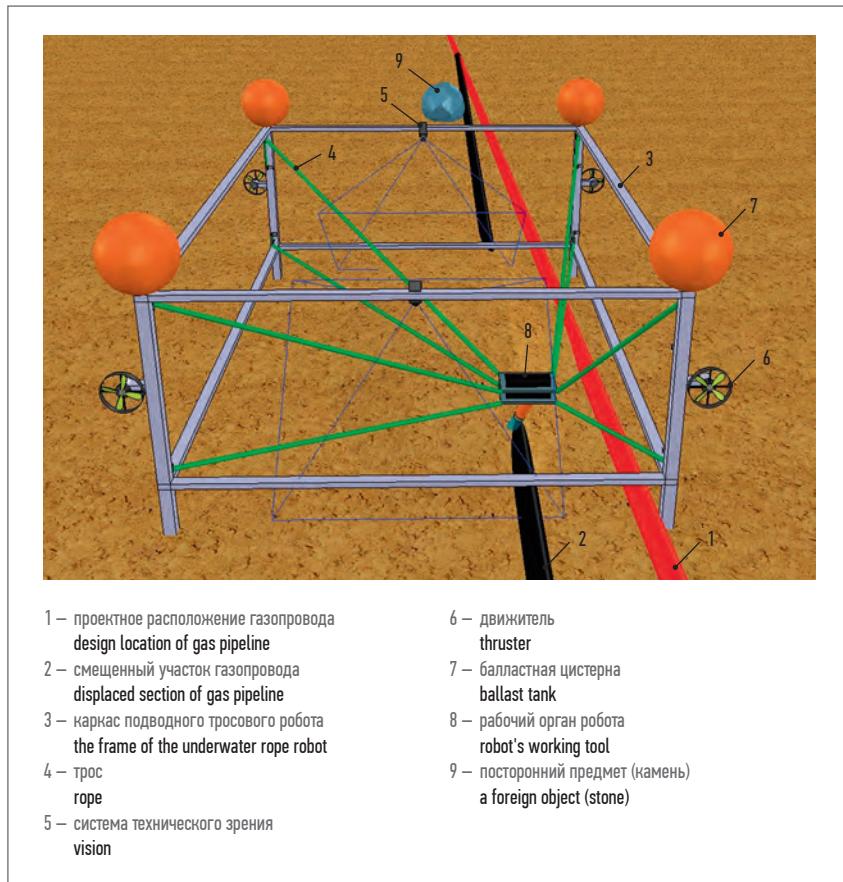


Рис. 5. Пример работы тросового робота при очистке частей подводных газопроводов
Fig. 5. Example of rope robot operation during the cleaning of underwater gas pipelines

плоскости и объекта формируются траектории и программные сигналы управления движителями робота, позволяющие ему безопасно и точно подойти к месту работ [26]. Созданная ИИУС определяет точку подхода с учетом ориентации ММ, СТЗ, фонарей и других сенсоров на объект, а также рельефа дна, который непрерывно уточняется. Координаты зависания и автоматической стабилизации робота выбираются так, чтобы рабочая зона ММ была достаточной для выполнения требуемых операций и при этом столкновения с грунтом, сопровождающиеся взмучиванием придонного слоя, отсутствовали.

Для автономного выполнения манипуляционных операций вблизи дна или с объектом работ без посадки на грунт и закрепления на объекте требуется точно стабилизировать ПРК с ММ в пространстве даже при наличии

неизвестных подводных течений. Для решения этой задачи была создана комбинированная система стабилизации, содержащая и следящую, и дополнительную разомкнутую подсистемы [1]. Последняя, компенсируя силу и момент, с которыми движущийся ММ в точке его крепления воздействует на робота, учитывает присоединенные массы и моменты инерции жидкости, захватываемой звеньями манипулятора при движении. Для выполнения точных операций в условиях зависания создана система [26], формирующая траектории движения ММ с учетом взаимного расположения поверхности объекта и зоны, в которой рабочий орган манипулятора подходит к поверхности с требуемым углом сервиса.

Однако при быстрых движениях ММ в воде и присутствии подводных течений даже при на-

личии созданной комбинированной системы стабилизации ПРК неизбежно, хотя и незначительно, смещается относительно своего исходного положения. В результате манипулятор отклоняется от предписанных траекторий движения, снижается динамическая точность управления. Для сохранения требуемой точности при выполнении ответственных операций создана дополнительная система непрерывной автоматической коррекции программных траекторий движения ММ с учетом реальных смещений робота-носителя относительно его исходного положения [1].

Если рельеф дна существенно неоднородный, без участия оператора невозможно распознать сложные объекты и определить места пробоотбора и параметры траекторий движения ММ. В этом случае используется метод супervизорного выполнения операций ММ, закрепленным на ПРК [27]. В первую очередь в автоматическом режиме с помощью бортовых сонаров находится и идентифицируется объект работ, определяется его расположение. Затем с помощью телекамеры оператор задает несколько рабочих точек на поверхности объекта, по координатам которых автоматически формируется пространственная траектория движения и ориентация рабочего инструмента ПРК в зависимости от поставленной задачи.

Созданная ИИУС может также успешно решать задачу захвата с помощью ММ массивных объектов, а с помощью робота-носителя – их автоматического перемещения по заданной траектории в другую область пространства. В этом случае под действием веса груза у робота появляются нежелательные углы крена и дифферента. Получая от бортовых гиростабилизаторов и доплеровского лага информацию о расхождении программного и текущего направления векторов движения робота, система корректирует тяги его движителей,

обеспечивая точное перемещение по построенной траектории.

При работе ПРК и их ММ возникают различные неисправности, проявляющиеся изменением параметров исполнительных элементов или ошибками в сигналах, поступающих от бортовых датчиков [28]. Часто это приводит к прекращению выполняемых миссий, потере дорогостоящих роботов или повреждению подводных объектов. Для решения проблемы предложены новые методы построения систем аккомодации, позволяющие обнаружить и компенсировать последствия типовых дефектов в исполнительных элементах и датчиках ПРК [29, 30]. Применение комплекса диагностических наблюдателей, созданных на основе этих методов, значительно повышает работоспособность и надежность ПРК.

Один из перспективных подходов к выполнению сложных операций на объектах подводной инфраструктуры ПАО «Газпром» – совместное использование автономных ПРК, обеспечивающих

непрерывный мониторинг состояния подводной инфраструктуры, а также быстро разворачиваемых автономных подводных тросовых роботов, оснащенных СТЗ и ММ и способных перемещаться вдоль трубопроводов, автоматически выполняя сложные технологические операции (очистка засыпанных грунтом частей и ремонт газопроводов и их опор) (рис. 5). С помощью этих роботов также можно возвращать смещенный участок трубопровода к проектному расположению.

Таким образом, уже сейчас появилась возможность частичной замены маломаневренных, громоздких и дорогостоящих телеуправляемых комплексов (особенно при выполнении глубоководных работ) более производительными и дешевыми совместно работающими разнотипными автономными ПРК с расширенными функциональными возможностями и улучшенными показателями качества, способными круглогодично эффективно выполнять многие технологические и транспортные операции.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье рассмотрены особенности построения перспективных ПРК, оснащенных ММ, развитыми СТЗ и высоконадежными ИИУС, которые позволяют обеспечить автоматическое и супервизорное выполнение осмотровых и технологических операций на подводных газопроводах и добывающих комплексах при освоении и эксплуатации морских месторождений специалистами ПАО «Газпром» и других компаний. Показано, что при оснащении ПРК новыми интеллектуальными информационно-измерительными и управляемыми технологиями удается значительно повысить качество выполнения сложных подводных операций даже в автоматическом режиме, тем самым снизить стоимость и расширить области и виды применения подводной техники.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научных проектов №19-08-00347_А (разд. 2), 20-38-70161 (разд. 4) и 18-08-01204_А (разд. 3, 4).

ЛИТЕРАТУРА

1. Филаретов В.Ф., Юхимец Д.А. и др. Особенности синтеза высокоточных систем управления скоростным движением и стабилизацией подводных аппаратов в пространстве. Владивосток: Дальнавака, 2016.
2. Acosta G.G., Curti H.J., Calvo O.A. Autonomous underwater pipeline inspection in AUTOTRACKER PROJECT: The navigation module // Proc. Europe Oceans. Brest, France, 2005. P. 389–394.
3. Fernandes V.H., Neto A.A., Rodrigues D.D. Pipeline inspection with AUV // Proc. 2015 IEEE/OES Acoustics in Underwater Geosciences Symposium (RIO Acoustics). Rio de Janeiro, Brazil, 2015. P. 1–5.
4. Jacobi M., Karimanzira D. Multi sensor underwater pipeline tracking with AUVs // Proc. 2014 Oceans – St. John's. St. John's, NL, Canada, 2014. P. 1–6.
5. Hoggarth A., Carballini J. The evolution of offshore survey technology for pipeline inspections // Proc. 2013 IEEE/OES Acoustics in Underwater Geosciences Symposium. Rio de Janeiro, Brazil, 2013. P. 1–2.
6. McLeod D., Jacobson J., Hardy M., Embry C. Autonomous inspection using an underwater 3D LiDAR // Proc. 2013 OCEANS – San Diego. San Diego, CA, USA, 2013. P. 1–8.
7. Yuh J., Ura T., Bekey G.A. Underwater robots. Boston, MA, USA: Kluwer Academic Publishers, 1996.
8. Автономные подводные роботы: системы и технологии / под ред. М.Д. Агеева. М.: Наука, 2005.
9. Yu L., Yang E., Ren P., et al. Inspection robots in oil and gas industry: A review of current solutions and future trends // Proc. 2019 25th International Conference on Automation and Computing (ICAC). Lancaster, UK, 2019. P. 1–6.
10. Shiltagh N.A., Jalal L.D. Optimal path planning for intelligent mobile robot navigation using modified particle swarm optimization // IJEAT. 2013. Vol. 2 (4). P. 260–267.
11. Shiltagh N.A., Jalal L.D. Path planning of intelligent mobile robot using modified genetic algorithm // IJSCE. 2013. Vol. 3 (2). P. 31–36.
12. Fossen T.I. Handbook of marine craft hydrodynamics and motion control. Chichester, UK: Wiley, 2011.
13. Lakhwani D.A., Adhyaru D. M. Performance comparison of PD, PI and LQR controller of autonomous under water vehicle // Proc. 2013 Nirma University International Conference on Engineering (NUiCONE). Ahmedabad, India, 2013. P. 1–6.
14. Koofigar H.R. Adaptive control of underwater vehicles with unknown model parameters and unstructured uncertainties // Proc. SICE Annual Conference (SICE). Akita, Japan, 2012. P. 192–196.
15. ПАО «Дальприбор». Гидроакустическое оборудование [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.dalpribor.ru/produkcii/gidroakusticheskoe-oborudovaniye> (дата обращения: 28.07.2020).
16. Филаретов В.Ф., Юхимец Д.А., Мурсалимов Э.Ш. Информационно-управляющая система для мобильных роботов // Автометрия. 2015. Т. 51. № 5. С. 92–100.
17. Филаретов В.Ф., Юхимец Д.А. Метод формирования гладких траекторий движения мобильных роботов в неизвестном заранее окружении // Известия Российской академии наук. Теория и системы управления. 2017. № 4. С. 174–184.
18. Галкин С.В., Виноградов Г.М. Видим дно! // Природа. 2019. № 6 (1246). С. 16–22.
19. Филаретов В.Ф., Коноплин А.Ю., Коноплин Н.Ю. Разработка и натурные испытания системы интеллектуальной поддержки деятельности операторов ТНПА // Подводные исследования и робототехника. 2018. № 2 (26). С. 12–20.
20. Коноплин Н.Ю. Особенности программной реализации системы интеллектуальной поддержки деятельности операторов ТНПА // Сб. трудов X Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Робототехника и искусственный интеллект». Железногорск, 2018. С. 32–37.

21. Даутова Т.Н., Галкин С.В., Табачник К.Р. и др. Первые сведения о структуре уязвимых морских экосистем Императорского хребта: индикаторные таксоны, ландшафты, биогеография // Биология моря. 2019. Т. 45. № 6. С. 374–383.
22. Казанин А.Г., Казанин Г.С., Иванов Г.И., Саркисян М.В. Инновационные технологии при выполнении инженерно-геологических работ на арктическом шельфе России // Научный журнал Российского газового общества. 2016. № 4. С. 25–30.
23. Барашок П.И., Фирсов Ю.Г. Современные способы обследования дна для обнаружения и устранения взрывоопасных объектов // Вестник Государственного университета морского и речного флота имени адмирала С.О. Макарова. 2016. 1 (35). С. 47–59.
24. Marani G., Choi S.K., Yuh J. Underwater autonomous manipulation for intervention missions AUVs // Ocean Eng. 2009. Vol. 36 (1). P. 15–23.
25. Peñalver A., Pérez J., Fernández JJ., et al. Visually-guided manipulation techniques for robotic autonomous underwater panel interventions // Annual Reviews in Control. 2015. Vol. 40. P. 201–211.
26. Филаретов В.Ф., Коноплин А.Ю., Коноплин Н.Ю. Система для автоматического выполнения манипуляционных операций с помощью подводного робота // Мехатроника, автоматизация, управление. 2017. Т. 18. № 8. С. 543–549.
27. Филаретов В.Ф., Коноплин А.Ю., Коноплин Н.Ю. Метод супервизорного управления манипулятором подводного робота // Мехатроника, автоматизация, управление. 2018. Т. 19. № 2. С. 95–99.
28. Инзарцев А.В., Грибова В.В., Клещёв А.С. Интеллектуальная система для формирования адекватного поведения автономного подводного робота в аварийных ситуациях // Подводные исследования и робототехника. 2015. № 2 (20). С. 4–11.
29. Жирацкий А.Н., Усольцев С.А. Линейные методы при диагностировании нелинейных систем // Автоматика и телемеханика. 2000. № 7. С. 149–159.
30. Шумский А.Е., Жирацкий А.Н. Методы и алгоритмы диагностирования и отказоустойчивого управления динамическими системами. Владивосток: изд-во ДВГТУ, 2009.

REFERENCES

- (1) Filaretov VF, Yukhimets DA, et al. *Specific Features of Synthesis of High-Precision Control Systems for High-Speed Motion and Underwater Vehicles' Stabilization in Space*. Vladivostok, Russia: Dalnauka; 2016. (In Russian)
- (2) Acosta GG, Curti HJ, Calvo OA. Autonomous underwater pipeline inspection in AUTOTRACKER PROJECT: The navigation module. In: IEEE Proceedings of Europe Oceans 2005, 20–23 June 2005, Brest, France. IEEE; 2005. p. 389–394.
- (3) Fernandes VH, Neto AA, Rodrigues DD. Pipeline inspection with AUV. In: IEEE Proceedings of 2015 IEEE/OES Acoustics in Underwater Geosciences Symposium (RIO Acoustics), 29–31 July 2015, Rio de Janeiro, Brazil. IEEE; 2016. p. 1–5.
- (4) Jacobi M, Karimanzira D. Multi sensor underwater pipeline tracking with AUVs. In: IEEE Proceedings of 2014 Oceans – St. John's, 14–19 September 2014, St. John's, Canada. IEEE; 2015. p. 1–6.
- (5) Hoggarth A, Carballini J. The evolution of offshore survey technology for pipeline inspections. In: IEEE, OES Proceedings of 2013 IEEE/OES Acoustics in Underwater Geosciences Symposium, 24–26 July 2013, Rio de Janeiro, Brazil. IEEE; 2013. p. 1–2.
- (6) McLeod D, Jacobson J, Hardy M, Embry C. Autonomous inspection using an underwater 3D LiDAR. In: IEEE Proceedings of 2013 OCEANS–San Diego, 23–27 September 2013, San Diego, CA, USA. IEEE; 2014. p. 1–8.
- (7) Yuh J, Ura T, Bekey GA. *Underwater Robots*. Boston, MA, USA: Kluwer Academic Publishers; 1996.
- (8) Ageev MD (ed.). *Autonomous Underwater Robots: Systems and Technologies*. Moscow: Science [Nauka]; 2005. (In Russian)
- (9) Yu L, Yang E, Ren P, et al. Inspection robots in oil and gas industry: A review of current solutions and future trends. In: IEEE Proceedings of 2019 25th International Conference on Automation and Computing (ICAC), 5–7 September 2019, Lancaster, UK. Piscataway, NJ, USA: IEEE; 2019. p. 1–6.
- (10) Shitagh NA, Jalal LD. Optimal path planning for intelligent mobile robot navigation using modified particle swarm optimization. *International Journal of Engineering and Advanced Technology*. 2013; 2(4): p. 260–267.
- (11) Shitagh NA, Jalal LD. Path planning of intelligent mobile robot using modified genetic algorithm. *International Journal of Soft Computing and Engineering*. 2013; 3(2): p. 31–36.
- (12) Fossen TI. *Handbook of Marine Craft Hydrodynamics and Motion Control*. Chichester, UK: Wiley; 2011.
- (13) Lakhwani DA, Adhyaru DM. Performance comparison of PD, PI and LQR controller of autonomous under water vehicle. In: Nirma University, IEEE, ScienceDirect Proceedings of 2013 Nirma University International Conference on Engineering (NUiCONE), 28–30 November 2013, Ahmedabad, India. Red Hook, NY, USA: Curran Associates, Inc.; 2014. p. 1–6.
- (14) Koofigar HR. Adaptive control of underwater vehicles with unknown model parameters and unstructured uncertainties. In: IEEE Proceedings of SICE Annual Conference (SICE), 20–23 August 2012, Akita, Japan. IEEE; 2012. p. 192–196.
- (15) PAO Dalpritor (public joint-stock company). *Hydro-acoustic equipment*. Available from: <http://www.dalpritor.ru/produkcia/gidroakusticheskoe-oborudovanie> [Accessed: 28 July 2020]. (In Russian)
- (16) Filaretov VF, Yukhimets DA, Mursalimov ESh. Information-control system for mobile robots. *Autometering [Avtometriya]*. 2015; 51(5): 92–100. (In Russian)
- (17) Filaretov VF, Yukhimets DA. Planning smooth paths for mobile robots in an unknown environment. *Journal of Computer and Systems Sciences International [Izvestiya Rossijskoj akademii nauk. Teoriya i sistemy upravleniya]*. 2017; 37(4): 174–184.
- (18) Galkin SV, Vinogradov GM. See the bottom! *Nature [Priroda]*. 2019; 124(6): 16–22. (In Russian)
- (19) Filaretov VF, Konoplin AYu, Konoplin NYu. Development and full-scale testing of intellectual support system for ROV operator. *Underwater Investigations and Robotics [Podvodnye issledovaniya i robototekhnika]*. 2018; 26(2): 12–20.
- (20) Konoplin NYu. Features of software implementation of intellectual support system for ROV operators. In: Siberian Federal University Proceedings of X All-Russian Scientific and Technical Conference with International Participation 'Robotics and Artificial Intelligence', December 2018, Zheleznogorsk, Russia. Moscow: Letter-Print [Litera-print]; 2018. p. 32–37. (In Russian)
- (21) Dautova TN, Galkin SV, Tabachnik KR, et al. First data on the structure of vulnerable marine ecosystems of the emperor chain seamounts: indicator taxa, landscapes, biogeography. *Russian Journal of Marine Biology [Biologiya morya]*. 2019; 45(6): 374–383.
- (22) Kazanin AG, Kazanin GS, Ivanov GI, Sarkisyan MV. Innovative technologies when performing geological survey works on the Arctic shelf of Russia. *Scientific Journal of Russian Gas Society [Nauchnyj zhurnal Rossiskogo gazovogo obshchestva]*. 2016; (4): 25–30. (In Russian)
- (23) Barashok PI, Firsov YuG. Modern methods of the seafloor investigations for the explosive objects detection before the pipeline construction. *Bulletin of Admiral Makarov State University of Maritime and Inland Shipping [Vestnik gosudarstvennogo universiteta morskogo i rechnogo flota imeni admirala S.O. Makarova]*. 2016; 35(1): 47–59. (In Russian)
- (24) Marani G, Choi SK, Yuh J. Underwater autonomous manipulation for intervention missions AUVs. *Ocean Eng*. 2009; 36(1): 15–23.
- (25) Peñalver A, Pérez J, Fernández JJ, et al. Visually-guided manipulation techniques for robotic autonomous underwater panel interventions. *Annual Reviews in Control*. 2015; 40: 201–211.
- (26) Filaretov VF, Konoplin AYu, Konoplin NYu. System for an automatic implementation of the manipulative operations by means of the underwater robots. *Mechatronics, Automation, Control [Mekhatronika, avtomatizatsiya, upravlenie]*. 2017; 18(8): 543–549. (In Russian)
- (27) Filaretov VF, Konoplin AYu, Konoplin NYu. A supervisory control method for manipulator mounted on underwater robot. *Mechatronics, Automation, Control*. 2018; 19(2): 95–99. (In Russian)
- (28) Inzartsev AV, Gribova VV, Kleshchev AS. Intelligent system for elaboration of AUV adequate behavior in emergency situations. *Underwater Investigations and Robotics*. 2015; 20(2): 4–11. (In Russian)
- (29) Zhirabok AN, Usoltsev SA. Linear methods in diagnostics of nonlinear systems. *Automation and Remote Control [Avtomatika i telemekhanika]*. 2000; (7): 149–159. (In Russian)
- (30) Shumskiy AE, Zhirabok AN. *Methods and Algorithms of Diagnosis and Fault-Tolerant Control of Dynamic Systems*. Vladivostok, Russia: Far Eastern Federal University (FEFU); 2009. (In Russian)

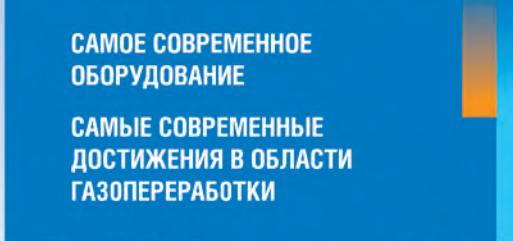


ПРОЕКТ СТРОИТЕЛЬСТВА
ОДНОГО ИЗ КРУПНЕЙШИХ В МИРЕ
ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ



САМОЕ СОВРЕМЕННОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ

САМЫЕ СОВРЕМЕННЫЕ
ДОСТИЖЕНИЯ В ОБЛАСТИ
ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ



АМУРСКИЙ ГПЗ
ВЕДЕТ НАБОР ПОСТОЯННОГО
ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ПЕРСОНАЛА

**КАРЬЕРА
НА АМУРСКОМ ГПЗ
OK@AMURGPZ.RU**

ЖДЕМ ВАШИ РЕЗЮМЕ!

СПЕЦИАЛИСТЫ ООО «АЭРОГАЗ» И ООО «ЯРГЕО» УСПЕШНО ЗАВЕРШИЛИ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО БЛОКА «ЗАМЕР-СКВАЖИНА»

С.З. Имаев, к.ф.-м.н., ООО «АЭРОГАЗ» (Москва, РФ)

М.А. Курганский, ООО «ЯРГЕО» (Надым, РФ)

Целью опытно-промышленных испытаний ООО «АЭРОГАЗ» стало подтверждение точности измерений, проводимых интеллектуальным блоком «Замер-скважина» на нефтяных скважинах, имеющих высокий газовый фактор. Показания мобильного блока, призванного заменить дорогостоящие и сложные в обслуживании мобильные комплексы, основанные на использовании изотопных мультифазных расходомеров, продемонстрировали полное соответствие заявленной точности.

В условиях ужесточения государственного контроля разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений на первый план выходит задача точного замера дебита скважин на устьях.

В настоящее время основные способы замера дебита скважин – сепарационный метод и метод мультифазного замера дебита, основанный на использовании изотопных мультифазных расходомеров. Оба метода имеют и преимущества, и недостатки. Так, сравнительные замеры дебитов нефтяных скважин, проведенные ведущими нефтяными компаниями, показали, что мультифазные расходомеры позволяют с большой точностью измерять дебиты жидкости из скважин в широком диапазоне параметров их работы, однако для нефтяных скважин с высоким газовым фактором погрешность в измерении расхода газа может достигать и даже превышать 10 %. В свою очередь, сепарационный метод за счет измерения расхода газа и жидкости раздельными расходомерами демонстрирует значительную точность измерения дебитов скважин, но только при условии обеспечения высокой эффективности сепарации газа от жидкости. Однако из-за невозможности установки сепараторов большого объема на мобильные

шасси на скважинах с высоким дебитом газа это условие не выполняется.

МОБИЛЬНЫЙ БЛОК ИБЗС

Для устранения проблемы замера дебитов скважин в мобильных комплексах специалисты компании «АЭРОГАЗ» разработали собственное технологическое решение. Интеллектуальный блок «Замер-скважина» (ИБЗС) – это мобильная установка измерения дебита скважин с использованием внутритрубных сепараторов (рис. 1). Основной принцип ее действия – сепарационный метод измерения дебита скважины, но в отличие от обычных емкостных сепараторов в ИБЗС используются компактные внутритрубные сепараторы.

Интеллектуальные блоки «Замер-скважина» в автоматическом режиме измеряют массовый расход сырой нефти, в том числе без учета воды, а также объемный расход попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям. Эти данные установка при необходимости может передавать

на верхний уровень автоматизированной системы управления технологическим процессом в системах герметизированного сбора нефти и попутного газа нефтяных промыслов.

Ключевая идея внутритрубных сепараторов – использование центробежных сил в аксиальном циклоне. Газожидкостная смесь закручивается в тангенциальном или лопаточном завихритеle, установленном на входе в устройство, и направляется в цилиндрический канал, в котором жидкость сепарируется на стенки канала. В итоге на них формируется пленка жидкости, а в приосевой зоне – поток очищенного газа. На выходе из канала расположена разделительная секция, в которой поток разделяется на газовый и жидкостный. При этом важно отметить, что все элементы сепаратора смонтированы внутри трубопровода.

Внутритрубные сепараторы производства ООО «АЭРОГАЗ» – уникальные по удобству эксплуатации устройства. Отсутствие фундамента, компактность и большой диапазон параметров обеспечили им широ-

дкую область применения. Для устранения проблемы замера дебитов скважин в мобильных комплексах специалисты компании «АЭРОГАЗ» разработали собственное технологическое решение – интеллектуальный блок «Замер-скважина».

кое применение в промышленности для решения задач, связанных с разделением двухфазных потоков.

СХЕМА РАБОТЫ ИБЗС

Принцип работы интеллектуального блока «Замер-скважина» основан на измерении расходомерами-счетчиками параметров жидкой и газовой фазы потока продукции нефтяной скважины. При этом поток разделяется на газовую и жидкую фазу в две стадии.

Сначала газожидкостный поток из скважины поступает в первый внутритрубный сепаратор, в котором разделяется на газ и жидкость. На этом этапе в жидкой фазе может содержаться небольшое количество газа (порядка 10 % от общего потока газа, поступающего на вход внутритрубного сепаратора). Затем жидкость из первого сепаратора направляется во второй внутритрубный сепаратор, а оттуда – в кориолисовый расходомер и далее во влагомер, который регистрирует текущее содержание воды в жидкости. Газ из первого внутритрубного сепаратора смешивается с газом из второго и подается в вихревой расходомер. На выходе блока газ и жидкость смешиваются и газожидкостная смесь направляется в шлейф скважины (рис. 2).

Помимо технологического оборудования блок ИБЗС (рис. 3) включает средства измерения – они формируют сигналы от контрольно-измерительных приборов в форме, удобной для автоматической и ручной обработки и передачи в систему управления.

Основные преимущества ИБЗС перед стандартной автоматизированной групповой замерной установкой (АГЗУ) – компактность и возможность надежного замера дебита скважин с высоким газовым фактором ($1000 \text{ м}^3/\text{т}$ и более при стандартных условиях). Как показывает многолетний опыт использования стандартных АГЗУ на скважинах с высоким газовым фактором, емкостные сепараторы не позволяют обеспечивать качественное разделение газожидкостного

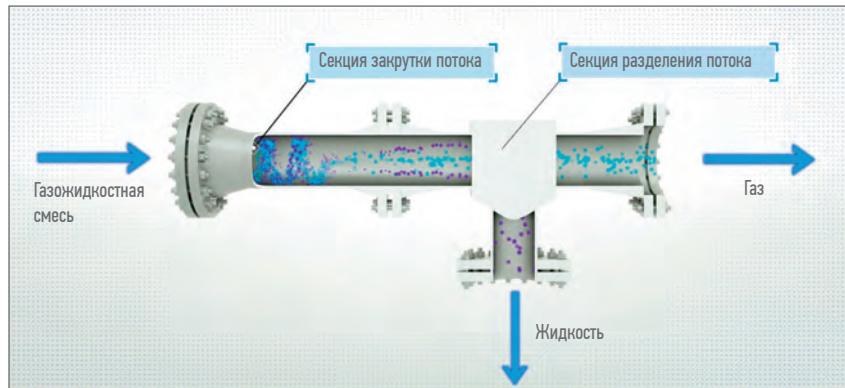


Рис. 1. Схема внутритрубного сепаратора

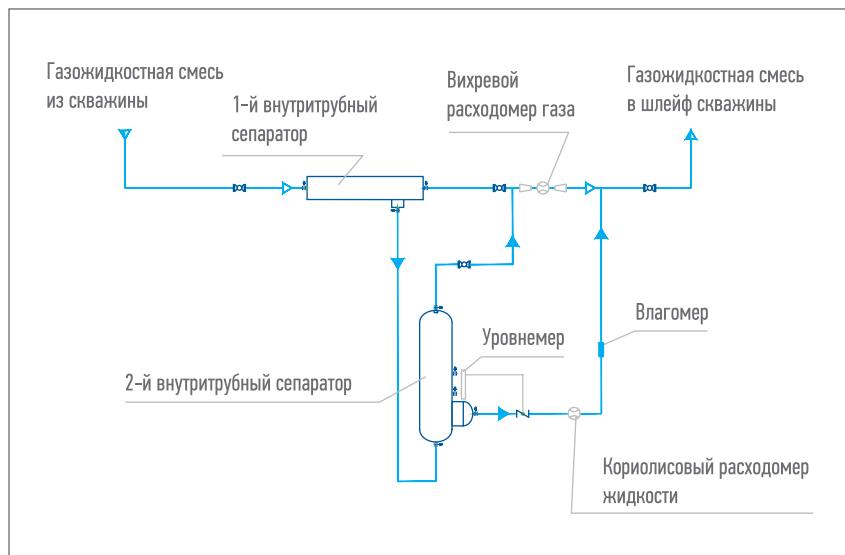


Рис. 2. Схема интеллектуального блока «Замер-скважина»

ПРИНЦИП РАБОТЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО БЛОКА «ЗАМЕР-СКВАЖИНА» ОСНОВАН НА ИЗМЕРЕНИИ РАСХОДОМЕРАМИ-СЧЕТЧИКАМИ ПАРАМЕТРОВ ЖИДКОЙ И ГАЗОВОЙ ФАЗЫ ПОТОКА ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ.



Рис. 3. Блок ИБЗС

Таблица 1. Сравнительная таблица результатов замера ИБЗС и АГЗУ

№ скважины	Расход газа, замеренный блоком ИБЗС и АГЗУ при нормальных условиях, м ³ /сут		Расход жидкости, замеренный блоком ИБЗС и АГЗУ, т/сут		Примечание
	ИБЗС	АГЗУ	ИБЗС	АГЗУ	
1	139,2	136,2	757,4	785	Полное соответствие программе испытаний
2	303,4	318,8	269,5	282	Полное соответствие программе испытаний
3	50,9	50,8	164	164	Полное соответствие программе испытаний
4	238,9	222,2	242,8	245	Полное соответствие программе испытаний

потока из-за существенного уноса капельной жидкости с газом из сепаратора – в отличие от внутритрубных сепараторов.

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИБЗС

Система обработки информации представлена шкафом с расположенными в нем программируемым логическим контроллером (ПЛК) и панелью оператора. Контроллер решает основные задачи автоматизированного управления. А панель оператора позволяет визуально контролировать состояние, просматривать данные и подавать управляющие воздействия к ПЛК.

В ПЛК используется комплекс программного обеспечения (ПО). Он отвечает за измерительные функции установки, обеспечивает безопасный режим эксплуатации технологического оборудования, а также управляет установкой и мониторит ее параметры.

В число ключевых компонентов программного комплекса входят:

- система обработки информации (СОИ), чья функция – обработка входных сигналов и управление КИПиА установок, а также расчет и хранение параметров дебита скважин в энергонезависимой памяти;

– ПО панели оператора – просмотр и изменение параметров, настроек и прочей информации СОИ, подача управляющих команд ПЛК.

Важно отметить, что ПО рассчитано на круглосуточную непрерывную работу и поддерживает автономный режим, а его метрологические характеристики подразумевают эксплуатацию в суровых климатических условиях.

Далее рассмотрим подробнее эксплуатационные параметры установки и ее ПО.

ХАРАКТЕРИСТИКИ БЛОКА ИБЗС

Основные характеристики интеллектуального блока «Замер-скважина» таковы:

- диапазон измерений среднего (среднесуточного) массового расхода сырой нефти без газа – до 1500 т/сут;
- диапазон измерений среднего объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, – до 1,5 млн м³/сут;
- допускаемая относительная погрешность измерений – 2,5 % (массовый расход сырой нефти), 6 % (массовый расход сырой нефти без учета воды при содержании воды 0–70 %), 5 % (объемный расход свободного нефтяного газа);

- температура района установки – от -60 до 50 °C;
- давление измеряемой среды – от 0,2 до 16,0 МПа;
- температура измеряемой среды – от 1 до 90 °C;
- газовый фактор (максимальное значение содержания нефтяного газа в обезвоженной нефти при стандартных условиях) – 2500 м³/т.

ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ БЛОКА ИБЗС

Опытно-промышленные испытания блока ИБЗС проходили на скважинах Ярудейского месторождения в марте и апреле 2020 г. В ходе испытаний специалисты убедились, что мобильный блок ИБЗС обеспечивает стабильное измерение дебитов скважин в широком диапазоне расходов нефти и газа. Средняя арифметическая погрешность по всем измерениям составила для расходов скважинной жидкости 2,3 %, для расходов попутного газа – 3,6 %. Максимальный газовый фактор на скважинах при стандартных условиях достигал 1200 м³ на 1 т нефти.

Сравнительные замеры проводились с помощью интеллектуального блока «Замер-скважина» и стандартных АГЗУ, причем для релевантности эксперимента обе измерительные установки работали на одних и тех же скважинах и при одинаковых параметрах их работы. Кроме того, на одной

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАССЧИТАНО НА КРУГЛОСУТОЧНУЮ НЕПРЕРЫВНУЮ РАБОТУ И ПОДДЕРЖИВАЕТ АВТОНОМНЫЙ РЕЖИМ, А ЕГО МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОДРАЗУМЕВАЮТ ЭКСПЛУАТАЦИЮ В СУРОВЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ.

Таблица 2. Относительные погрешности в измерении расхода газа и жидкости

№ скважины	Относительная погрешность в измерении расхода газа, %		Относительная погрешность в измерении расхода скважинной жидкости (нефть + вода), %		Примечание
	Результаты замеров	Требование программы испытаний	Исходя из измерений	Результаты замеров	
1	2,2	7,1	3,6	7,1	Полное соответствие программе испытаний
2	5	7,1	4,6	7,1	Полное соответствие программе испытаний
3	0,2	7,1	0	7,1	Полное соответствие программе испытаний
4	7,0	7,1	0,9	7,1	Полное соответствие программе испытаний

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ БЛОКА ИБЗС ПРОХОДИЛИ НА СКВАЖИНАХ ЯРУДЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В МАРТЕ И АПРЕЛЕ 2020 Г. В ХОДЕ ИСПЫТАНИЙ СПЕЦИАЛИСТЫ УБЕДИЛИСЬ, ЧТО МОБИЛЬНЫЙ БЛОК ИБЗС ОБЕСПЕЧИВАЕТ СТАБИЛЬНОЕ ИЗМЕРЕНИЕ ДЕБИТОВ СКВАЖИН В ШИРОКОМ ДИАПАЗОНЕ РАСХОДОВ НЕФТИ И ГАЗА.

из скважин дополнительно замерялись дебиты тремя независимыми измерительными комплексами: ИБЗС, АГЗУ и мобильным комплексом, использующим изотопный мультифазный расходомер. Далее рассмотрим результаты этих измерений.

При проведении ОПИ были задействованы четыре скважины. В табл. 1 номерам от 1 до 4 соответствуют скважины со значениями газового фактора 173, 1130, 310, 907 м³/т при стандартных условиях соответственно. В таблице приведены дебиты скважин по жидкой (т/сут) и газовой фазе (тыс. м³/сут при стандартных условиях), замеренные при помощи ИБЗС и стационарных аттестованных АГЗУ. Первый из этих показателей демонстрирует хорошую сходимость результатов измерений ИБЗС и АГЗУ на всех четырех скважинах. Аналогичная картина наблюдается и для значений параметра расхода жидкости.

Кроме того, поскольку в данном случае приоритетны относительные, а не абсолютные величины, в табл. 2 представлены относительные отклонения в измерениях расходов газа и жидкости.

Перейдем к анализу полученных экспериментальных данных.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

Сравнение относительной погрешности измерений, проведенных на стационарных аттестованных АГЗУ и с использованием интеллектуального блока «Замер-скважина», дает основание сделать вывод, что две серии экспериментальных данных очень хорошо согласуются. Средняя арифметическая погрешность по всем измерениям составила для расходов скважинной жидкости 2,3 %, для расходов попутного газа – 3,6 %.

Измерения, проведенные с помощью мобильного комплекса, использующего изотопный мультифазный расходомер, продемонстрировали, что показания данного комплекса отличаются от показаний ИБЗС на 5 % по расходу скважинной жидкости и на 10,7 % – по расходу газа. При этом показания ИБЗС и АГЗУ по расходу газа совпали.

Отличия показаний по расходу газа обусловлены увеличенной погрешностью измерений комплекса, использующего изотопный мультифазный расходомер, при проведении их на скважинах с большим газовым фактором. В условиях больших газовых факторов, как показали независимые измерения, проведенные

специалистами ведущих мировых нефтегазовых компаний (BP, Norsk Hydro, ConocoPhillips, Total и др.) с участием сотрудников Roxar, погрешность прибора составляет 10 %. Причем в отчете Норвежского общества по нефтегазовым измерениям отмечается, что погрешность изотопного мультифазного расходомера достигает 10 % именно для показаний дебита газа, что и подтверждено на Ярудейском месторождении.

По итогам экспериментальных исследований специалисты ООО «АЭРОГАЗ» подтвердили полное соответствие точности разработанного интеллектуального блока требованиям, заявленным в программе опытно-промышленных испытаний. ■

ООО «АЭРОГАЗ»
143026, РФ, г. Москва,
территория Инновационного
центра «Сколково»,
Большой б-р, д. 42, стр. 1,
пом. 338
Тел./факс: +7 (499) 653-93-90
E-mail: info@aerogas.ru
www.aerogas.ru

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСЫ СГ-ЭК С КОРРЕКТОРАМИ ЕК280 И ДРУГИЕ НОВИНКИ-2020

Д.А. Гусев, ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» (Арзамас, РФ)

Для производственного предприятия неизменным признаком движения вперед считается расширение номенклатуры производимой продукции, совершенствование уже выпускаемых и вывод на рынок новых изделий, развитие новейших направлений деятельности. Для ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» первая половина 2020 г. стала очень результативной по многим показателям.

ОСВОЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВА ХРОМАТОГРАФОВ ГАЗОВЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ EnCal 3000

Для организации полноценного узла учета газа на высоком давлении к выпускаемым уже несколько лет ультразвуковым расходомерам серии Q.Sonic и вычислителям расхода газа enCore FC1 необходимо было добавить газовый хроматограф. В начале 2020 г. ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» завершило освоение производства и получило Свидетельство об утверждении типа на хроматографы газовые промышленные EnCal 3000. Теперь в узле учета газа на высокое давление дополнительно к выпускаемым в РФ ультразвуковым расходомерам Q.Sonic^{max} и вычислителям расхода газа enCore FC1 можно применить и хроматограф газовый промышленный EnCal 3000.

Для поддержки потребителей и проектировщиков ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» подготовило новый каталог «Комплексные решения для промышленного учета газа на базе ультразвуковых расходомеров серии Q.Sonic», который доступен для скачивания на сайте www.gaselectro.ru.

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКТОВ ПРЯМЫХ УЧАСТКОВ КПУ (СГ-ЭК) НА ДАВЛЕНИЕ ДО 10 МПа

При организации узла учета газа на базе турбинных, вихревых, ультразвуковых счетчиков и расходомеров газа особое внимание уделяется прямым участкам до и после счетчика/расходомера.

ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» уже несколько лет успешно выпускает комплексы прямых участков для счетчиков газа и для измерительных комплексов типа КПУ и КПУ СГ-ЭК соответственно. Раньше КПУ (СГ-ЭК) применялись только на давление до 1,6 МПа, хотя, поставляя счетчики/расходомеры газа на высокое давление, предприятие неоднократно получало запросы укомплектовать их соответствующими КПУ. К середине 2020 г. ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» подготовило производство для выпуска КПУ (СГ-ЭК) на давление до 10 МПа и завершает получение необходимых разрешительных документов.

РАЗРАБОТКА И НАЧАЛО ПРОИЗВОДСТВА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ СГ-ЭК С КОРРЕКТОРАМИ ЕК280

Корректор ЕК270 (рис. 1) по-прежнему остается базовым прибором в составе измерительного комплекса СГ-ЭК, но весной этого года, после появления новых вариантов исполнения СГ-ЭК с корректорами ЕК280 (рис. 1), у потребителей появилась возможность не только использовать СГ-ЭК для вычисления стандартного объема потребляемого газа, но и решать с его помощью ряд других задач, ранее недоступных. Например, теперь



Рис. 1. Измерительные комплексы СГ-ЭК с корректорами ЕК270 и ЕК280

можно измерять перепад давления на нескольких счетчиках/фильтрах, давление и температуру в различных точках узла учета, контролировать датчики контроля периметра и сигнализаторы загазованности и др. Дополнительным большим плюсом стала возможность опциональной установки GSM/GPRS-модема в корректор ЕК280 для организации передачи всей информации по работе узла учета в систему сбора данных региональной газовой компании.

РАЗРАБОТКА И НАЧАЛО ПРОИЗВОДСТВА НОВЫХ МОДУЛЕЙ ТЕЛЕМЕТРИИ СЕРИИ МТЭК

Установка автономного GSM/GPRS-модема в корректор ЕК280 – отличный вариант организации сбора данных при отсутствии внешнего питания. В то же время достаточно часто необходимо организовать передачу данных в таком

Для поддержки потребителей и проектировщиков
ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» подготовило новый каталог
«Комплексные решения для промышленного учета газа на базе
ультразвуковых расходомеров серии Q.Sonic».



режиме, когда требуемый результат можно получить только при применении полноценных модулей телеметрии с питанием от электрической сети. Для поддержки потребителей в таких проектах ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» разработало и выпустило на рынок новую серию модулей телеметрии МТЭК (рис. 2). Первые две модели: модуль телеметрии МТЭК-02, предназначенный для работы с корректорами объема газа ЕК270, ЕК280 и ЕК290, и модуль телеметрии МТЭК-03, предназначенный для работы с температурными корректорами ТС220, – могут настраиваться под требования заказчика и организовывать передачу данных по каналам различных типов, например 3G/4G, Wi-Fi и др.

Полная информация о модулях телеметрии серии МТЭК, включая схемы подключения к корректорам ТС220, ЕК270, ЕК280 и ЕК290, доступна на сайте www.gaselectro.ru.

ОБНОВЛЕНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ «СОДЭК»

Программное обеспечение (ПО) «СОДЭК» (рис. 2) для работы с корректорами серий ТС и ЕК выпускается предприятием уже более 20 лет, при этом непрерывно совершенствуясь в соответствии с изменяющимися характеристиками производимых приборов и растущими запросами потребителей. Весной этого года была выпущена обновленная версия ПО «СОДЭК 8», в которой расширены возможности автоматизации сбора и обработки данных с электронных корректоров серий ТС и ЕК, а также появилась возможность работы с ультразву-



Рис. 2. Модули телеметрии серии МТЭК и ПО «СОДЭК 8»



Рис. 3. Сертификат СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ

ковыми расходомерами Q.Sonic^{max} и вычислителями расхода газа enCore FC1.

Обучающие ролики и дистрибутив ПО «СОДЭК 8» для бесплатного обновления с предыдущей версии доступны на сайте www.gaselectro.ru.

РАЗВИТИЕ НАПРАВЛЕНИЯ УСТАНОВОК ПОВЕРКИ

Кроме непосредственно производства, большое внимание предприятие уделяет взаимодействию с потребителями и сервисному обслуживанию приборов в процессе эксплуатации. В начале этого года для поддержки работы сервисных центров ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» выпустило на рынок новые поверочные установки типа УПГС в дополнение к производимым установкам типа УПГ. Они предназначены для поверки, калибровки и градуировки на воздухе счетчиков газа, имеющих выходные импульсные/частотные/токовые и др. сигналы, и могут применяться для проведения первичной и периодической поверки приборов. Одно из отличий поверочных установок УПГС от УПГ в том, что в них наряду с мастер-счетчиками могут применяться блоки критических сопел, что позволяет проводить на данной установке поверку бытовых и коммунальных счет-

чиков, а также промышленных расходомеров-счетчиков газа с широким диапазоном расходов – во всем диапазоне расходов. При возникновении потребности находящиеся в эксплуатации поверочные установки УПГ могут быть модернизированы до уровня УПГС с расширением диапазона расходов.

СИСТЕМА МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА ПРЕДПРИЯТИЯ

Выпуск продукции высокого качества трудно представить без особого внимания, уделяемого системе менеджмента качества (СМК) предприятия. В первой половине 2020 г. ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» успешно прошло сертификацию СМК предприятия в Системе добровольной сертификации (СДС) ИНТЕРГАЗСЕРТ (рис. 3) на соответствие требованиям СТО Газпром 9001–2018. Также было подтверждено соответствие СМК предприятия требованиям стандарта ISO 9001–2015.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Расширяя номенклатуру выпускаемых приборов учета в сегментах транспортировки и распределения газа, предоставляя дополнительные возможности по дистанционному сбору данных с узлов учета газа, уделяя особое внимание качеству, а также активно поддерживая потребителей в период эксплуатации продукции, ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» подтверждает статус надежного партнера в комплексном решении вопросов учета и редуцирования газа. ■



000 «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника»
607224, РФ, Нижегородская обл.,
г. Арзамас, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 8А
Тел.: 8 (800) 234-98-01
www.gaselectro.ru

НОВЫЕ СУДА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПАО «ГАЗПРОМ» НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

УДК 629.653

Е.А. Пасынков, АО «Центральное конструкторское бюро «Лазурит»
(Нижний Новгород, РФ), ea_pasynkov@cdb-lazurit.ru

А.В. Лобанов, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ),
AL.Lobanov@adm.gazprom.ru

К.С. Вераксо, ПАО «Газпром», K.Verakso@adm.gazprom.ru

Арктический шельф России считается важнейшим резервом углеводородов. Освоение этих ресурсов – приоритетная комплексная задача, которая включает геолого-разведочные работы, бурение скважин, добычу, промысловую подготовку и транспортировку продукции потребителям. Для ее успешной реализации необходимы современное оборудование и техника, которые отвечают высоким требованиям безопасности эксплуатации в сложных природно-климатических условиях региона.

В предыдущей части статьи представлена информация о новых судах ПАО «Газпром», предназначенных для обеспечения эксплуатации морских добывающих комплексов. В продолжении рассмотрены вопросы проектирования и оснащения технологическим оборудованием многофункционального ледокольного судна для работы с морскими добывающими комплексами в суровых условиях Арктики и дальневосточных морей.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОЕ ЛЕДОКОЛЬНОЕ СУДНО, АРХИТЕКТУРНО-КОНСТРУКТИВНЫЙ ТИП, УКЛАДКА ПОДВОДНОГО ШЛАНГОКАБЕЛЯ, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ, БУРЕНИЕ ПИЛОТНЫХ СКВАЖИН, ПОДВОДНЫЕ РАБОТЫ.

Продолжение.
Начало в №7 (803)

ЗАДАЧИ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО ЛЕДОКОЛЬНОГО СУДНА

На основании анализа опыта использования зарубежных многофункциональных судов с учетом основного района их эксплуатации сформулированы главные функциональные задачи, которые должно решать МФЛС.

Инженерное бурение пилотной скважины малым диаметром долота на месторождении для снижения рисков негативных последствий в случае газопроявлений. В этих целях на открытой палубе судна над шахтой для подводных работ может монтироваться временная мобильная буровая установка

с необходимым технологическим оборудованием. Использование судна по данному сценарию позволит отказаться от привлечения морских буровых судов (само-подъемных буровых установок, полупогруженых плавучих буровых установок), а также специализированных геотехнических судов иностранных подрядчиков.

Инженерные изыскания (батиметрия, гидролокация бокового обзора), для проведения которых будет предназначен штатный гидрографический комплекс на базе многолучевого эхолота, что обеспечит МФЛС функциями научно-исследовательского судна.

Работы по обустройству месторождений. Для этого в ангаре будет штатно установлено три ТНПА: два – класса 3С и один – класса

3В (классификация согласно техническому заданию заказчика) [1]. Спуско-подъемные операции двух ТНПА планируется осуществлять через бортовые закрытия, спуск третьего – через шахту. На судне побортно будет смонтировано два крана грузоподъемностью 250 и 80т, снабженных активной системой компенсации вертикальных перемещений. Дополнительно на открытой палубе может размещаться оборудование для глубоководных водолазных работ (глубина до 300 м) (МКГВК) или для укладки подводного шлангокабеля. При эксплуатации по данному сценарию МФЛС совместит следующие категории (типы) судов: ОСВ, РСВ, ДСВ, РЛВ [2].

Сервисные работы на подводных объектах добычи и транс-

E.A. Pasynkov, Lazurit Central Design Bureau JSC (Lazurit CDB JSC) (Nizhny Novgorod, the Russian Federation), ea_pasynkov@cdb-lazurit.ru

A.V. Lobanov, PJSC Gazprom (Saint Petersburg, the Russian Federation), AL.Lobanov@adm.gazprom.ru

K.S. Verakso, PJSC Gazprom, K.Verakso@adm.gazprom.ru

New vessels to support the operation of PJSC Gazprom offshore fields on the continental shelf of the Russian Federation

The Russian Arctic shelf is considered the essential hydrocarbon reserve. Being a priority for our country, the development of these resources is a complex task that includes geological prospection, well drilling, production, conditioning, and transporting the products to consumers. The successful implementation of this task requires advanced equipment and machinery that meet the high safety requirements for operation under severe climatic conditions of the region. The previous part of the article provided information on the new vessels of PJSC Gazprom aimed to support the operation of offshore production facilities. This part considers the issues of designing and furnishing a multi-purpose ice-class vessel with process equipment for joint operation with offshore production facilities in the rough environment of the Arctic and Far Eastern seas.

KEYWORDS: MULTI-PURPOSE ICE-CLASS VESSEL, MPIV, ARCHITECTURE AND DESIGN TYPE, SUBSEA UMBILICAL LAYING, WELL INTERVENTION, PILOT WELL DRILLING, SUBSEA OPERATIONS.

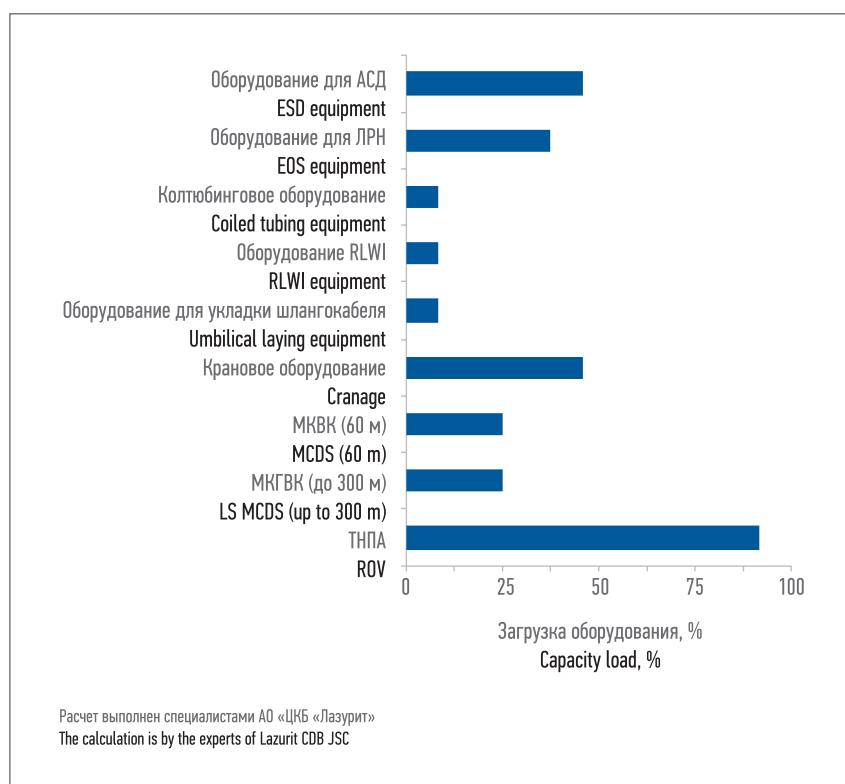


Рис. 1. Эксплуатационная загрузка оборудования многофункционального ледокольного судна
Fig. 1. Operating capacity load of an MPIV equipment

порта (техническое диагностирование, обслуживание, ремонт оборудования подводной добычи и объектов транспорта), а также внутрискважинные работы на кабеле и с применением канатной техники. Эти операции предпо-

лагается выполнять с помощью специализированного блока для безрайзерного обслуживания скважин и вышки с системой компенсации вертикальных перемещений для установки модулей из блока. Для работ, связанных

с интенсификацией притока углеводородов в скважинах, на судне будет смонтирована колтюбинговая установка с комплексом технологического оборудования, с помощью которой также можно бурить пилотные скважины с отбором керна [3]. Такой сценарий эксплуатации совмещает функции судов категорий IMR и WIV [2].

Дополнительные задачи – участие в ЛРН и АСД.

Загрузка технологического оборудования, устанавливаемого на МФЛС, при выполнении функциональных задач, показана на рис. 1.

АРХИТЕКТУРА МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО ЛЕДОКОЛЬНОГО СУДНА

Определяющий фактор при формировании архитектурно-компоновочного решения судна – обеспечение возможности выполнения множества прикладных задач (рис. 2) с соблюдением следующих требований, типичных для судов подобного класса:

- прочность конструкций и ледоходимость согласно категории Arc5;
- прочность (не менее 10 т/м²) и площадь грузовой палубы, достаточные для размещения необходимого технологического оборудования;



Рис. 2. Определение оптимальной архитектуры многофункционального ледокольного судна для выполнения функциональных задач

Fig. 2. Determination of MPIV architecture with due regard to meeting functional requirements

Рис. 3. Проектное изображение многофункционального ледокольного судна ПАО «Газпром» (вариант для выполнения внутрискважинных работ)
Fig. 3. Design image of PJSC Gazprom MPIV (well intervention version)



– остойчивость и безопасность при работе кранового оборудования;

– соответствующее стандартам размещение экипажа, специализированного персонала, возможность принятия на борт дополнительного 130 спасенных;

– достаточная мощность энергетической установки.

Архитектурно-конструктивный тип

Основные характеристики многофункционального ледокольного судна представлены в табл. 1, технологическое оборудование, которое устанавливается на главной палубе при выполнении функциональных задач, – в табл. 2.

Это морское стальное однопалубное двухвинтовое судно с ледовым форштевнем, дизель-электрической силовой установкой, работающей на две винторулевые колонки, с машинным отделением и надстройкой, расположенными в нос от миделя, закрытым ходовым мостиком кругового обзора, открытой грузовой палубой, помещением винторулевой колонки в кормовой части, двумя носовыми подруливающими устройствами и выдвижной движительно-рулевой колонкой. В носовой части предусмотрена вертолетная площадка, в средней – ангар для размещения трех ТНПА с шахтой для спуско-подъемных операций одного ТНПА. На открытой палубе будет расположена шахта для инженерно-геологического бурения и подводных работ. В кормовой части судна предполагается побортно установить два грузовых крана пьедестального типа грузоподъемностью 250 и 80 т с вертикальной компенсацией качки, предназначенных для грузовых операций при глубине моря до 3 тыс. м.

Размещение штатного и временного оборудования позволит МФЛС выполнять следующие функциональные задачи (рис. 4):

– подводно-технические работы с использованием ТНПА и мобильных водолазных комплексов;

Таблица 1. Характеристики многофункционального ледокольного судна
Table 1. MPPV particulars

Характеристика Particular	Показатель Indicator
Класс судна Vessel class	KM (*) Arc5 (hull; machinery) [I] AUT1-ICS, FF1WS DYNPOS-3 EPP HELIDECK-F OMBO Anti-ICE SPECIAL PURPOSE SHIP
Основные характеристики Principal particulars	
Длина наибольшая, м Length overall, m	145,10
Длина между перпендикулярами, м Length between perpendiculars, m	138,90
Ширина, м Breadth, m	25,00
Высота борта, м Depth, m	10,00
Осадка по конструктивной ватерлинии, м Draught at design waterline, m	7,11
Водоизмещение, тыс. т Displacement, thousand t	19,400
Дедвейт, тыс. т Deadweight, thousand t	6,500
Дальность плавания, тыс. км (миль) Endurance distance, thousand km (n miles)	
С максимальной скоростью хода 7,7 м/с (15 уз) At max sailing speed 7.7 m/s (15 kn)	19,1 (11,9)
С экономичной скоростью хода 6,2 м/с (12 уз), тыс. км (миль) At economic sailing speed 6.2 m/s (12 kn), thousand km (n miles)	31,4 (19,5)
Экипаж, спецперсонал, спасенные, чел. Crew, special staff, the rescued, persons	
Экипаж Crew	44
Спецперсонал Special staff	56
Спасенные The rescued	130
Автономность по провизии, сут Provision endurance, days	
Для экипажа For the crew	45
Для спасенных For the rescued	3
Грузовая палуба Cargo deck	
Площадь, тыс. м ² Area, thousand m ²	1,4
Удельная нагрузка, т/м ² Deck strength, t/m ²	10

(Продолжение таблицы на с. 50)

(Продолжение таблицы. Начало на с. 49)

Характеристика Particular	Показатель Indicator
Шахты для спуско-подъемных операций, м Moonpools for tripping operations, m	
Вспомогательные работы Auxiliary operations	8,2 × 8,2
ТНПА ROVs	5 × 5
Пропульсивный комплекс, кВт Propulsion system, kW	
Винторулевая колонка Main propulsion thruster	2 × 6000
Устройства подруливающие Maneuvering thrusters	
Туннельного типа Tunnel thrusters	3 × 2000
Выдвижного типа Retractable azimuth thrusters	1800
Энергетическая установка, кВт Electric propulsion plant, kW	
Главный дизель-генератор Main diesel generator	4 × 4700
Вспомогательный дизель-генератор Auxiliary diesel generator	1900
Аварийный дизель-генератор Emergency diesel generator	600
Крановое оборудование, грузоподъемность, т Craneage capacity, t	
Основной кран (высота 3 тыс. м, с системой компенсации качки) Main crane (height = 3000 m with AHC)	250
Вспомогательный кран (высота 3 тыс. м, с системой компенсации качки) Auxiliary crane (height = 3000 m with AHC)	80
Провизионный кран Provision crane	2 × 1,2
Модульная вышка с системой компенсации качки Module tower with AHC	≤ 300
Комплекс ТНПА (размещение в ангаре), шт. ROV system (in the hangar), pieces	
Класс 3B [1] Class 3B	1
Класс 3C [1] Class 3C	2
Комплекс авиационно-технических средств для приема вертолетов Ми-38, Ми-171, Ми-172, Ми-8 MTV, Ми-8 АМТ, Ка-32, Eurocopter EC-225 Super Puma Aviation facilities for accommodating Mi-38, Mi-171, Mi-172, Mi-8 MTV, Mi-8 AMT, Ka-32, Eurocopter EC-225 Super Puma helicopters	
Система позиционирования Positioning system	
Динамическая Dynamic	DYNPOS-3
Подводная Subsea	Posidonia 2
Относительная Relative	Radarscan
Гидрографический комплекс Hydrographic system	
HydroSweep MD/30	
SeaBat TR-ER	

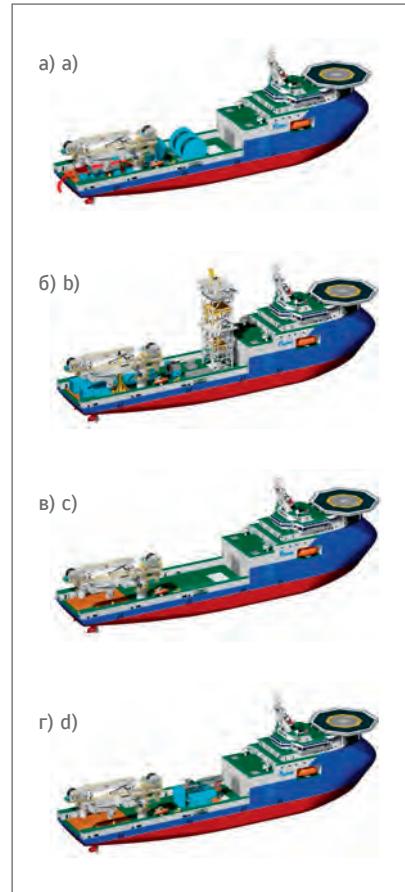


Рис. 4. Варианты архитектурно-компоновочных решений многофункционального ледокольного судна: а) укладка подводного шлангокабеля; б) внутрискважинные работы и бурение пилотных скважин; в) строительные работы на месторождении; г) подводные работы с применением мобильного глубоководного комплекса
Fig. 4. Versions of MPIV architecture and layout solutions: a) subsea umbilical laying; b) well intervention and pilot well drilling; c) field construction; d) subsea operations using LS MCDS

- грузоподъемные операции на глубине до 3 тыс. м;
- бурение инженерно-геологических скважин;
- укладка подводного шлангокабеля с кормовой оконечности судна;
- сервисные работы на подводных объектах добычи (кислотная обработка, очистка, промывка, цементирование скважин);
- перевозка экипажей буровых платформ;
- прием вертолетов с возможностью дозаправки;

– поиск и спасение людей, плавающих в воде в индивидуальных и коллективных спасательных средствах, а также находящихся на льду;

– ЛРН, предотвращение загрязнений окружающей среды в аварийных случаях.

В качестве основных рассматриваются два варианта использования судна:

– работы по обустройству месторождений;

– работы по обустройству месторождений, технические диагностирование и обслуживание, ремонт объектов подводного промысла.

Жизненный цикл МФЛС в зависимости от вариантов эксплуатации описан в табл. 3.

В процессе проектирования МФЛС рассчитано относительное время воздействования судна в различных процессах (рис. 5):

– работы, связанные с укладкой подводного шлангокабеля, – до 15 %;

– сервисные работы на подводных объектах добычи и транспорта, инженерные изыскания, в том числе инженерное бурение – до 20 %;

– строительно-монтажные работы на месторождении – до 65 %.

Техническое обслуживание технологического и штатного оборудования МФЛС, операции, связанные с докованием, и другие регламентные работы предусмотрены в период зимнего отстоя судна.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современные высокотехнологичные суда для ПАО «Газпром» в значительной степени позволят расширить объем работ, связанных с разведкой, обустройством и эксплуатацией морских газовых месторождений российского арктического шельфа. Применение адаптированного под различные технологические задачи МФЛС снизит зависимость от зарубежных компаний-партнеров, повысит надежность и бесперебойность эксплуатации морских добычных комплексов. ■

Таблица 2. Оборудование, устанавливаемое на главной палубе (в зависимости от решаемых задач)
Table 2. Equipment installed on the main deck (depending on the tasks addressed)

Функциональная задача Functional task	Оборудование Equipment
Укладка подводного шлангокабеля на месторождении Subsea umbilical laying	Оборудование для укладки шлангокабеля с кормы Equipment for umbilical laying from the stern Equipment for umbilical laying from the stern
Выполнение внутристкважинных работ, бурение пилотных скважин Well intervention, pilot well drilling	Оборудование для внутристкважинных работ Well intervention equipment Колтюбинговое оборудование Coiled tubing equipment
Водолазные работы Diving	Мобильный контейнерный водолазный комплекс МКГВК-300 (до 300 м) МКВК-60 (до 60 м) LS MCDS-300 (up to 300 m) MCDS-60 (up to 60 m)
Ликвидация разливов нефти Elimination of oil spills	Оборудование для ЛРН Два двадцатифутовых контейнера Катер- бонопостановщик EOS equipment Two 20-feet containers Boom-towing boat
Аварийно-спасательное дежурство Emergency salvage duty	Оборудование для несения аварийно-спасательного дежурства Морская эвакуационная система Скоростная дежурная шлюпка Спасательная корзина Штурмтрап Спасательные плоты Спасательная шлюпка ESD equipment Marine evacuation system Fast rescue boat Rescue basket Storm ladder Life rafts Life boat

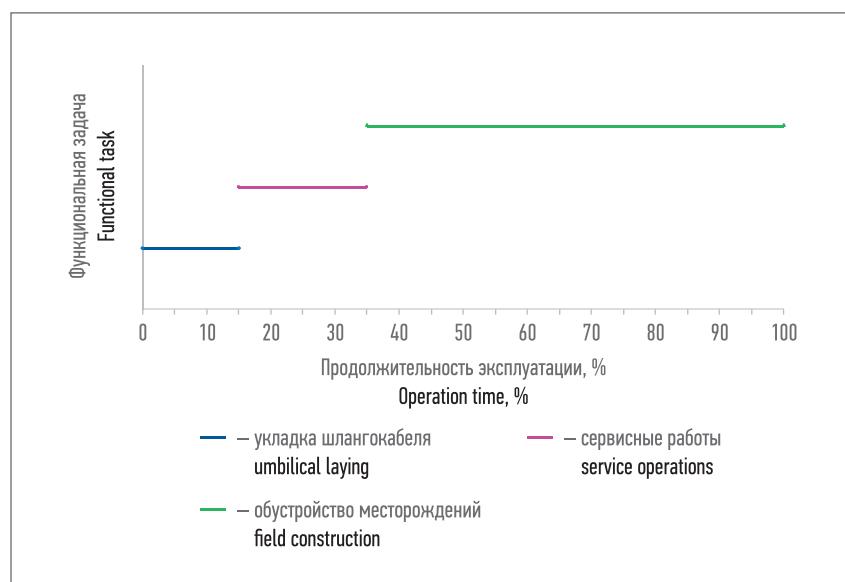


Рис. 5. Загрузка многофункционального ледокольного судна по функциональным задачам
Fig. 5. MPIV capacity load chart by functional tasks

Таблица 3. Модель эксплуатации многофункционального ледокольного судна в 2025–2050 гг.
Table 3. Prediction versions of MPIV operation for 2025–2050

Вариант Version	Район эксплуатации Operation region	Начало работ, г. Start of operation, year	Окончание работ, г. End of operation, year	Ежегодная продолжительность эксплуатации Annual operation time
1	Охотское море Sea of Okhotsk	2025	2030	≤ 6 мес. (months)
	Баренцево море Barents Sea	2025	2037	Круглогодично Year round
	Карское море Kara Sea	2034	2050	5–6 мес. (months)
2	Охотское море Sea of Okhotsk	2025	2050	≤ 6 мес. (months)

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ
List of abbreviations and symbols

АСД – аварийно-спасательное дежурство	OCV – судно предназначено для выполнения строительно- монтажных работ на месторождении	ice class of ships; strengthening type mark for navigation in ice. In summer/ autumn navigation in Arctic, voyage in open floating first-year ice up to 1.0 m thickness. In winter/spring navigation in Arctic, voyage in open floating first- year ice up to 0.8 m thickness.	considered environmental conditions according to the design in the system components in the following cases: failure in any component, as well as any passive component in the system; failure in all active and passive components located in any one watertight compartment, from flooding; failure in all active and passive components located in any one fire subdivision, from fire
ЛРН – ликвидации разливов нефти	offshore construction vessel		
МКВК – мобильный контейнерный водолазный комплекс	PLV – судно предназначено для укладки труб и подводного шлангогабеля	PLV – судно предназначено для укладки труб и подводного шлангогабеля	
МКГВК – мобильный контейнерный глубоководный водолазный комплекс	pipe/umbilical laying vessel	pipe/umbilical laying vessel	
МФПС – многфункциональное ледокольное судно	RLWI – судно предназначено для беззайлерного обслуживания скважин	RLWI – судно предназначено для беззайлерного обслуживания скважин	
РС – ФАУ «Российский морской регистр судоходства»	riserless lightweight well intervention vessel	riserless lightweight well intervention vessel	
ТНПА – телекоммуницируемый необитаемый подводный аппарат	RSV – судно предназначено для поддержки подводных работ с помощью установленных на борту	RSV – судно предназначено для поддержки подводных работ с помощью установленных на борту	
АНС – система активной компенсации вертикальных перемещений	TНПА	TНПА	
AHC active heave compensation system	remotely operated underwater vehicle	remotely operated underwater vehicle	
ESD emergency salvage duty	support vessel	support vessel	
EOS elimination of oil spills	WIV – судно предназначено для выполнения внутристекажинных работ	WIV – судно предназначено для выполнения внутристекажинных работ	
LS MCDS long-stay mobile container deep-water diving system			
MCDS mobile container diving system	<i>Класс судна (в соответствии с классификацией РС [4])</i>	<i>Класс судна (в соответствии с классификацией РС [4])</i>	
MPIV multi-purpose ice-class vessel	<i>Vessel class (according to RS [4] classification)</i>	<i>Vessel class (according to RS [4] classification)</i>	
ROV remotely operated underwater vehicle	Arс5 (hull; machinery) – ледовый класс судна. Знак категории ледовых усилений судна. В летне-осенний период навигации в Арктике плавание в разреженных однолетних льдах толщиной до 1,0 м. В зимне-весенний период навигации в Арктике плавание в разреженных однолетних льдах толщиной до 0,8 м, круглогодичное плавание в замерзающих морях [4]	Arс5 (hull; machinery) – ледовый класс судна. Знак категории ледовых усилений судна. В летне-осенний период навигации в Арктике плавание в разреженных однолетних льдах толщиной до 1,0 м. В зимне-весенний период навигации в Арктике плавание в разреженных однолетних льдах толщиной до 0,8 м, круглогодичное плавание в замерзающих морях [4]	
RS Russian Maritime Register of Shipping			
<i>Категория судна Vessel category</i>			
DSV – судно предназначено для обеспечения водолазных работ			
diving support vessel			
IMR – судно предназначено для ремонта и обслуживания подводного оборудования на месторождении			
inspection, maintenance, and repair vessel			

ЛИТЕРАТУРА

- Standards Norway. NORSOX STANDARD U-102. Remotely operated vehicle (ROV) services [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.standard.no/pagefiles/978/u-102r1.pdf> [дата обращения: 27.07.2020].
- Babicz J. Wärtsilä encyclopedia of ship technology [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.wartsila.com/docs/default-source/marine-documents/encyclopedia/wartsila-o-marine-encyclopedia.pdf> [дата обращения: 27.07.2020].
- Island Offshore Subsea. World's first open water coil tubing operation [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.youtube.com/watch?v=NHS-SaSELYo> [дата обращения 27.07.2020].
- Российский морской регистр судоходства. НД-2-020101-124. Правила классификации и постройки морских судов. Ч. 1. Классификация [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://lk.rs-class.org/regbook/rules> [дата обращения: 27.07.2020].

REFERENCES

- (1) Standards Norway. NORSOX STANDARD U-102. Remotely operated vehicle (ROV) services. Available from: <https://www.standard.no/pagefiles/978/u-102r1.pdf> [Accessed: 27 July 2020].
- (2) Babicz J. Wärtsilä encyclopedia of ship technology. Available from: <https://www.wartsila.com/docs/default-source/marine-documents/encyclopedia/wartsila-o-marine-encyclopedia.pdf> [Accessed: 27 July 2020].
- (3) Island Offshore Subsea. World's first open water coil tubing operation. Available from <https://www.youtube.com/watch?v=NHS-SaSELYo> [Accessed: 27 July 2020].
- (4) Russian Maritime Register of Shipping. ND No. 2-020101-124 (regulations). Rules for the classification and construction of sea-going ships. Part 1. Classification. Available from: <https://lk.rs-class.org/regbook/rules> [Accessed: 27 July 2020].

6-9 ОКТЯБРЯ 2020



Х ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ **ГАЗОВЫЙ** **ФОРУМ**

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ОРГАНИЗАТОР

EXPOFORUM



ПАРТНЕРЫ



OMV



KOMITA
БЛУДА КОМПАНИИ

EXPOFORUM ГАЗПР

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
СПОНСОР



ТРУБНАЯ
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ
КОМПАНИЯ



 БАНК
РОССИЯ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2160, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU

GAS-FORUM.RU

18+



ГЕНЕЗИС СИЛИЦИТОВ И ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА КОЛЛЕКТОРОВ КОНЬЯК-САНТОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.031(571.1)

А.Н. Рыбьяков, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ), A.Rybakov@adm.gazprom.ru

С.В. Нерсесов, к.т.н., ООО «Газпром добыча Надым» (Надым, РФ),
nersesov@nadym-dobycha.gazprom.ru

Р.А. Соколовский, к.г.-м.н., ООО «Газпром добыча Надым», sokolovskii.ra@nadym-dobycha.gazprom.ru

А.В. Постников, д.г.-м.н., ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, РФ),
postnikov.a@gubkin.ru

О.В. Постникова, д.г.-м.н., ФГАОУ ВО «Российский государственный университет
нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»,
olgapostnikova@yandex.ru

О.А. Зуева, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», oa_antipova95@mail.ru

А.С. Кузнецов, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», andrey.kuznecov.91@mail.ru

А.А. Дорошенко, к.т.н., Филиал «Газпром недра НТЦ» (Тюмень, РФ), alexey.doroshenko@nedra.gazprom.ru

А.А. Дорошенко, д.г.-м.н., Филиал «Газпром недра НТЦ», a.doroshenko@nedra.gazprom.ru

Я.О. Карымова, Филиал «Газпром недра НТЦ», ya.karyanova@nedra.gazprom.ru

И.В. Качинская, к.г.-м.н., Филиал «Газпром недра НТЦ», i.kachinskas@nedra.gazprom.ru

Е.А. Жегалло, к.г.-м.н., ФГБУН «Палеонтологический институт им. А.А. Борисяка»
Российской академии наук (Москва, РФ), ezheg@paleo.ru

Продуктивные коллекторы коньак-сантонских отложений нижнеберезовской подсвиты верхнего мела – один из сложнейших объектов геолого-разведочных работ в Западной Сибири не только вследствие наличия трудноизвлекаемых запасов газа, но и из-за недостаточной изученности пород вплоть до их генезиса.

Традиционно считается, что породы коньак-сантонского возраста представлены глинистыми опоками и опоковидными глинами, кремнезем в которых имеет преимущественно хемогенное происхождение с редкими биогенными включениями (остатки радиолярий, диатомей). Пустотное пространство в этих породах вторичного происхождения – оно обусловлено растворением остатков ископаемых организмов и перекристаллизацией кремнезема под влиянием высоких палеотемператур и палеодавлений.

В настоящей работе представлена новая точка зрения на генезис пород и пустотного пространства коллекторов нижнеберезовской подсвиты. Показано, что кремнистые породы (силициты) этой подсвиты сложены форменным элементами (спикулы губок, радиолярии, диатомеи), минерализованными в разной степени кварцем и кристобалитом, а также тонкочешуйчатой глинисто-кварцевой массой. Эта масса состоит из бактериальных биопленок (гликокаликс), которые выполнены глинистыми минералами, в основном монтмориллонитом. На поверхности биопленок размещаются корки микрокристаллов кварца 0,10–0,25 мкм.

Стенки форменных элементов выполнены коккоидными бактериями, фосилизованными кристаллами кристобалита размером 2–5 мкм. Поровое пространство формировалось в процессе кристаллизации геля кремниевой кислоты с участием бактериальных сообществ.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: НИЖНЕБЕРЕЗОВСКАЯ ПОДСВИТА, СЕНОН, КРЕМНЕЗЕМ, КРИСТОБАЛИТ, КВАРЦ, СИЛИЦИТ, БАКТЕРИАЛЬНЫЕ ПЛЕНКИ, ПУСТОТНОЕ ПРОСТРАНСТВО, РЕНТГЕНОСТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ, ЭЛЕКТРОННАЯ МИКРОСКОПИЯ.

A.N. Rybiakov, PJSC Gazprom (Saint Petersburg, the Russian Federation), A.Rybiakov@adm.gazprom.ru

S.V. Nersesov, PhD in Engineering, Gazprom dobycha Nadym LLC (Nadym, the Russian Federation), nersesov@nadym-dobycha.gazprom.ru

R.A. Sokolovskiy, PhD in Geology and Mineralogy, Gazprom dobycha Nadym LLC, sokolovskii.ra@nadym-dobycha.gazprom.ru

A.V. Postnikov, PhD in Geology and Mineralogy, National University of Oil and Gas «Gubkin University» (Moscow, the Russian Federation), postnikov.a@gubkin.ru

O.V. Postnikova, PhD in Geology and Mineralogy, National University of Oil and Gas «Gubkin University», olgapostnikova@yandex.ru

O.A. Zueva, National University of Oil and Gas «Gubkin University», oa_antipova95@mail.ru

A.S. Kuznetsov, National University of Oil and Gas «Gubkin University», andrey.kuznecov.91@mail.ru

A.A. Doroshenko, PhD in Engineering, Gazprom nedra NTC (Tyumen, the Russian Federation), branch of Gazprom nedra LLC, alexey.doroshenko@nedra.gazprom.ru

A.A. Doroshenko, PhD in Geology and Mineralogy, Gazprom nedra NTC, branch of Gazprom nedra LLC, a.doroshenko@nedra.gazprom.ru

Ya.O. Karyanova, Gazprom nedra NTC, branch of Gazprom nedra LLC, ya.karyanova@nedra.gazprom.ru

I.V. Kachinskas, PhD in Geology and Mineralogy, Gazprom nedra NTC, branch of Gazprom nedra LLC, i.kachinskas@nedra.gazprom.ru

E.A. Zhegallo, PhD in Geology and Mineralogy, Borissiak Paleontological Institute of Russian Academy of Sciences (Moscow, the Russian Federation), ezheg@paleo.ru

Silicate and void genesis at the Coniacian–Santonian deposits of Medvezhye field

Producing reservoirs of Coniacian–Santonian deposits of Lower-Berezovskaya subformation (Upper Cretaceous) are considered the most complicated facility for geological prospecting in West Siberia. This is not only due to difficult gas reserves, but also lack of knowledge about the rocks to their genesis.

Traditionally, Coniacian–Santonian age rocks are thought to be represented by clay opokas and opoka clays, where silica is mainly formed chemically with occasional biogenic inclusions (radiolaria, diatom algae remains). In these rocks, voids are of secondary origins. They are dissolving of fossil remains and silica recrystallization under high paleotemperatures and paleopressures.

The paper presents a new point of view on rock and void genesis of Lower-Berezovskaya subformation reservoirs.

It is shown that silicates of the subformation are formed by shaped elements (sponge spicules, radiolaria, diatom alga) mineralized to a various extend by quartz, cristobalite, and thin-flake clay/quartz matter. This matter comprises of bacterial biofilms (CHO coat) made by clay minerals, mainly montmorillonite. There are 0.10–0.25 μm quartz microcrystals on the biofilm surface. Shaped elements' walls are made by coccoid bacteria fossilized by 2–5 μm cristobalite crystals. Voids were formed during the crystallization of hydrated silica gel involving bacterial communities.

KEYWORDS: LOWER-BEREZOVSKAYA SUBFORMATION, SENON, SILICA, CRISTOBALITE, QUARTZ, SILICITE, BACTERIAL FILMS, VOIDS, X-RAY DIFFRACTION ANALYSIS, ELECTRON MICROSCOPY.

СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

Представления о геологическом строении коньяк–сантонахских отложений Западной Сибири сформировались в 1970–1980 гг. [1–3]. Они базируются на результатах исследований, полученных в период интенсивного освоения нефтегазовых ресурсов этого региона. Тогда была установлена газоносность березовской свиты сенонского возраста [4]. Однако из-за низких дебитов этих образований нефтегазодобывающие предприятия перенесли внимание на отложения нижнего мела и вы-

сокопродуктивные сеноманские залежи.

В связи с возобновлением интереса к надсеноманскому газу в перспективе наращивания ресурсной базы за счет трудноизвлекаемых запасов на обустроенных площадях с развитой инфраструктурой объектов ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть» в последние годы получены дополнительные данные о нижнеберезовской подсвите регионального плана [5, 6] с помощью сейморазведки, геофизических исследований скважин (ГИС), а также детальных

исследований пород при бурении новых скважин [7–9].

В работе [5] показано, что сложившиеся ранее представления [2] не полностью отвечают действительности. Осадконакопление в коньяк–сантонахское время носило ритмичный (трансгрессивно–регрессивный) характер. В центральной части коньяк–сантонахского палеобассейна вначале формировались кремнисто–глинистые породы (пачка НБ4), которые впоследствии сменялись опоковидными глинами (пачка НБ2), затем следовало накопление опок

(пачка НБ1) в верхней части нижнеберезовской подсвиты. И только на северо-востоке Западно-Сибирской плиты (в районе нижнего течения р. Енисей) отложения коньк-сантонаского возраста сложены мелкозернистыми и крупно-мелкозернистыми алевролитами (пачка НБ3) Русско-Реченской толщи. Эта толща выклинивается (глинизируется) в направлении с востока на запад. Вблизи западной границы глинизации согласно данным ГИС четко выделяются все четыре пачки (НБ1, НБ2, НБ3, НБ4), а «на большей части Западной Сибири опоковидные глины пачки НБ2 сливаются с кремнисто-глинистыми отложениями пачки НБ4 и на диаграммах ГИС не выделяются» ([5], с. 5).

В работе [8] проанализированы условия формирования опок пачки НБ1 (хэяхинская) по керну одной из скважин, вскрывшей их, и интервал перекрывающих кремнисто-глинистых отложений верхнеберезовской подсвиты. Авторы [8] пришли к выводу, что хэяхинская пачка формировалась преимущественно хемогенным путем за счет избытка кремневой кислоты (с незначительной примесью остатков радиолярий и диатомей), вероятная причина которого заключается в «активизации в позднем мелу системы Колтогорско-Уренгойских рифтов с формированием подводных зон разуплотнения и поступления глубинных высокоминерализованных гидротерм» ([8], с. 28–29). О пустотном пространстве кремнистых пород коньк-сантонаского возраста сказано: «...В диагенезе происходили растворение остатков организмов и перекристаллизация кремнезема с образованием реликтовых пустот и леписфер кремнезема» ([5], с. 7).

В [7, 9] при детальном изучении керна из новых скважин сенонского проекта на Медвежьем месторождении основное внимание уделено вопросам изменения характеристик пустотного пространства по разрезу нижнеберезовской толщи. В [9] показано,

что с увеличением доли кварца в породе растет коэффициент ее газонасыщенности. Остается неясным, почему при приблизительно одинаковом содержании диоксида кремния (около 80 мас. %) в пластах НБ₁ и НБ₂ в одном из них (НБ₂) он существует в основном в виде кварца, а в другом (НБ₁) – в виде кварца и опал-кристобалит-тридинитовой (ОКТ) фазы.

На первый взгляд, повышение кристалличности кремнезема в нижнем пласте можно объяснить ростом скорости перекристаллизации кремнистого осадка при более высоких значениях палеотемпературы и палеодавления. Однако здесь возникает два противоречия. Во-первых, в [10] показано, что вследствие перекристаллизации опок пористость пород существенно снижается, а в данном случае этот эффект не наблюдается. Во-вторых, согласно [7] на Медвежьем месторождении повышенное содержание кварца отмечается и в пласте НБ₀, расположенном над НБ₁, где преобладает ОКТ-фаза; преобладание кварца в верхнем пласте с сохранением опаловой составляющей в нижнем невозможно отнести за счет палеотермобарических условий.

В поисках ответа на эти вопросы в настоящей работе проведен детальный анализ литологоминералогической изменчивости пород по разрезу скважины № 5С Медвежьего месторождения. Исследованы образцы как из самой нижнеберезовской подсвиты, так и из нижележащей кузнецковской свиты, вышележащей верхнеберезовской подсвиты, которые выходят за пределы коньк-сантонаского времени. Общая мощность изученной толщи составляет 138 м.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Экспериментальные данные получили с помощью комплекса лабораторных методов исследований керна, включающего рентгеноструктурный анализ, изучение текстурных характеристик пород на стереоскопе, изучение пород

в петрографических шлифах, анализ ихнофаций, микропалеонтологические исследования и растровую электронную микроскопию (в том числе микрорентгеноспектральные исследования).

Микроструктуру пустотного пространства и его минеральное выполнение изучили методами электронно-микроскопического и микрорентгеноспектрального анализа на сканирующем электронном микроскопе JSM-6610LV (JEOL Ltd., Япония), оборудованном энергодисперсионным спектрометром IE350-IW500-HKL (Oxford Instruments plc, Великобритания). Съемку образцов проводили в двух режимах – режиме вторичных электронов (SEI) и режиме обратно рассеянных электронов (BSE) с ускоряющим напряжением 20–30 кВ, размером пятна электронов (spot size) 40–45, рабочим расстоянием 10–12 мм.

Минеральный состав горных пород исследовали с помощью рентгеновского дифрактометра Rigaku SmartLab X-Ray Diffractometer (Rigaku, Япония) со скоростью 5°/мин в интервалах 3–70°. Полученные дифрактограммы интерпретировали с использованием программного обеспечения Rigaku PDXL и баз данных ICDD (International Centre for Diffraction Data) и AMCSD (American Mineralogist Crystal Structure Database).

Породы в петрографических шлифах исследовали на поляризационном микроскопе Axio Imager A2m (Carl Zeiss Jena GmbH, Германия) и стереомикроскопе Micro Imaging (Carl Zeiss Jena GmbH).

Всего было изучено 89 образцов: 66 относятся к нижнеберезовской подсвите, 17 – к верхнеберезовской подсвите и 11 – к кузнецковской свите.

ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕНЕБЕРЕЗОВСКОЙ ПОДСВИТЫ И ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД

По данным рентгеноструктурного анализа, исследуемые породы представлены комплексом

кремнистых (кварц, кристобалит, аморфный опал) и глинистых (монтмориллонит, минералы группы гидрослюд, хлорит, каолинит, глауконит) минералов, плагиоклазов, калиевого полевого шпата (КПШ), цеолитов, пирита, гипса, кальцита и сидерита.

В верхней части разреза (пласт ВБ₂) преобладают глинистые минералы (33–72 мас. %) и кварц (23–65 мас. %), остальные (плагиоклаз, КПШ, пирит, гипс) присутствуют в незначительных количествах.

Пласт НБ₀ отличается от вышележащих пород: в основном его составляют глинистые минералы (15–55 мас. %) и кварц (27–75 мас. %), но встречаются кристобалит (1–28 мас. %) и минералы группы цеолита (клиноптиловит или гейландин) (до 3 мас. %).

Пласт НБ₁ по большей части состоит из кристобалита (35–80 мас. %) и кварца (8–48 мас. %). Также в значительном количестве присутствуют глинистые минералы (1–40 мас. %). Доля остальных минералов (плагиоклаз, КПШ, минералы группы цеолитов, пирит, кальцит, гипс) незначительна (меньше 4 мас. %).

В пласте НБ₂ преобладает кварц (63–92 мас. %), содержится много глинистых минералов (8–37 мас. %). Во всех его образцах встречаются плагиоклаз (меньше 5 мас. %)

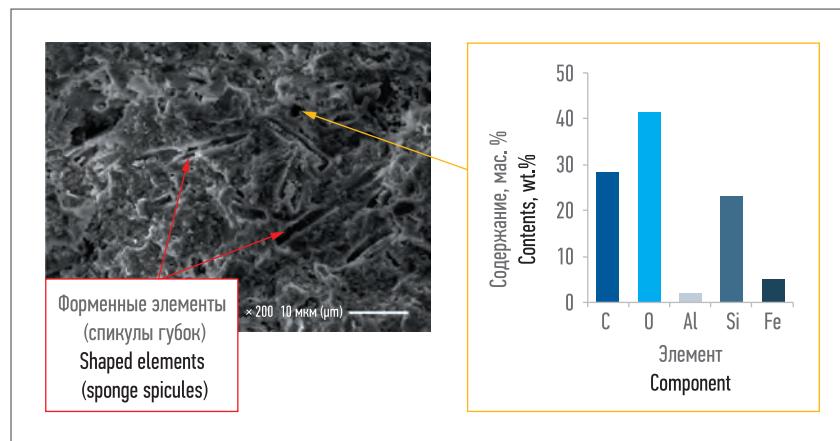


Рис. 1. Основные химические элементы на поверхности скола образца (глубина пробоотбора 967,53 м)

Fig. 1. Essential chemical elements on the crush cut of the sample (sampling depth 967.53 m)

и пирит (меньше 1 мас. %). В некоторых присутствуют КПШ (меньше 2 мас. %) и минералы группы цеолитов (меньше 5 мас. %). В единичных случаях попадается кристобалит (в самой верхней части пласта) и сидерит.

В верхней части кузнецковской свиты преобладают кварц (30–35 мас. %) и глинистые минералы (58–60 мас. %). Плагиоклаз, КПШ, пирит и гипс содержатся в породах в незначительных количествах (меньше 3 мас. %). В нижележащих отложениях доминируют глинистые минералы (43–55 мас. %) и кварц (45–50 мас. %). Плагиоклаз (меньше 5 мас. %), КПШ (меньше

2 мас. %) и пирит (меньше 1 мас. %) встречаются во всех образцах, приуроченных к данным отложениям, гипс – в единичных образцах.

БАКТЕРИАЛЬНЫЕ ПЛЕНКИ В ОТЛОЖЕНИЯХ НИЖНЕБЕРЕЗОВСКОЙ ПОДСВИТЫ

При исследовании пород нижнеберезовской подсвиты с помощью электронного сканирующего микроскопа установлено, что на поверхностях сколов образцов всегда находится большое количество углерода (рис. 1). Его весовая доля соизмерима с долей кремния (около 30 мас. % каждого из этих элементов).

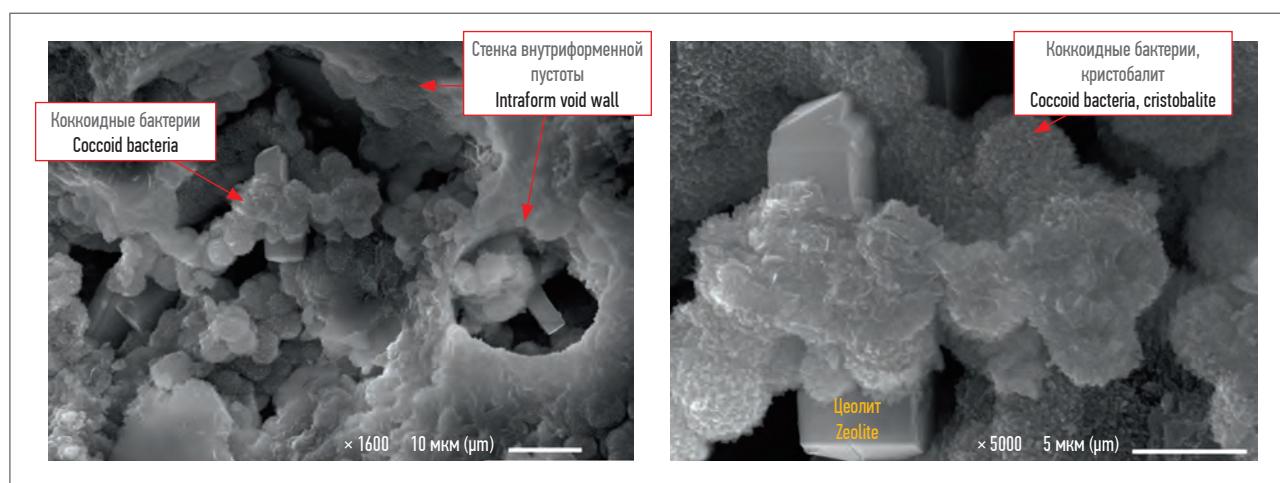


Рис. 2. Фоссилизированные кремнеземом коккоидные бактерии (глубина пробоотбора 967,53 м): а) увеличение в 1,6 тыс. раз; б) увеличение в 5 тыс. раз

Fig. 2. Silica-fossiled coccoid bacteria (sampling depth 967.53 m): a) 1,600 times magnification; b) 5,000 times magnification

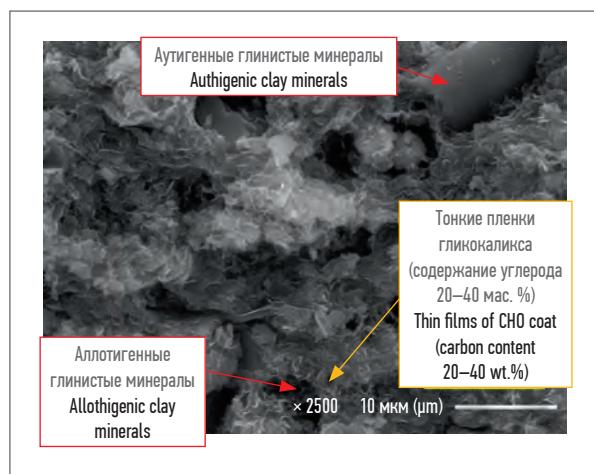


Рис. 3. Бактериальные пленки гликокаликса (глубина пробоотбора 1006,66 м)
Fig. 3. Bacterial films of CHO coat (sampling depth 1006.66 m)

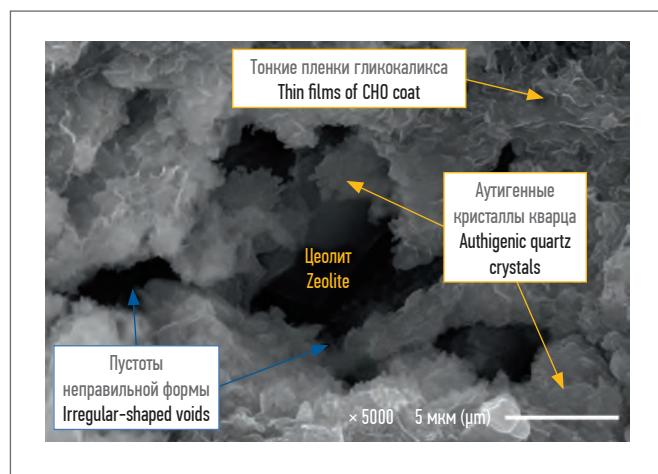


Рис. 4. Формирование ячеистых пустот неправильной формы в массе бактериальных пленок (глубина пробоотбора 1005,61 м)
Fig. 4. Formation of irregular-shaped mesh voids in bacterial film matter (sampling depth 1005.61 m)

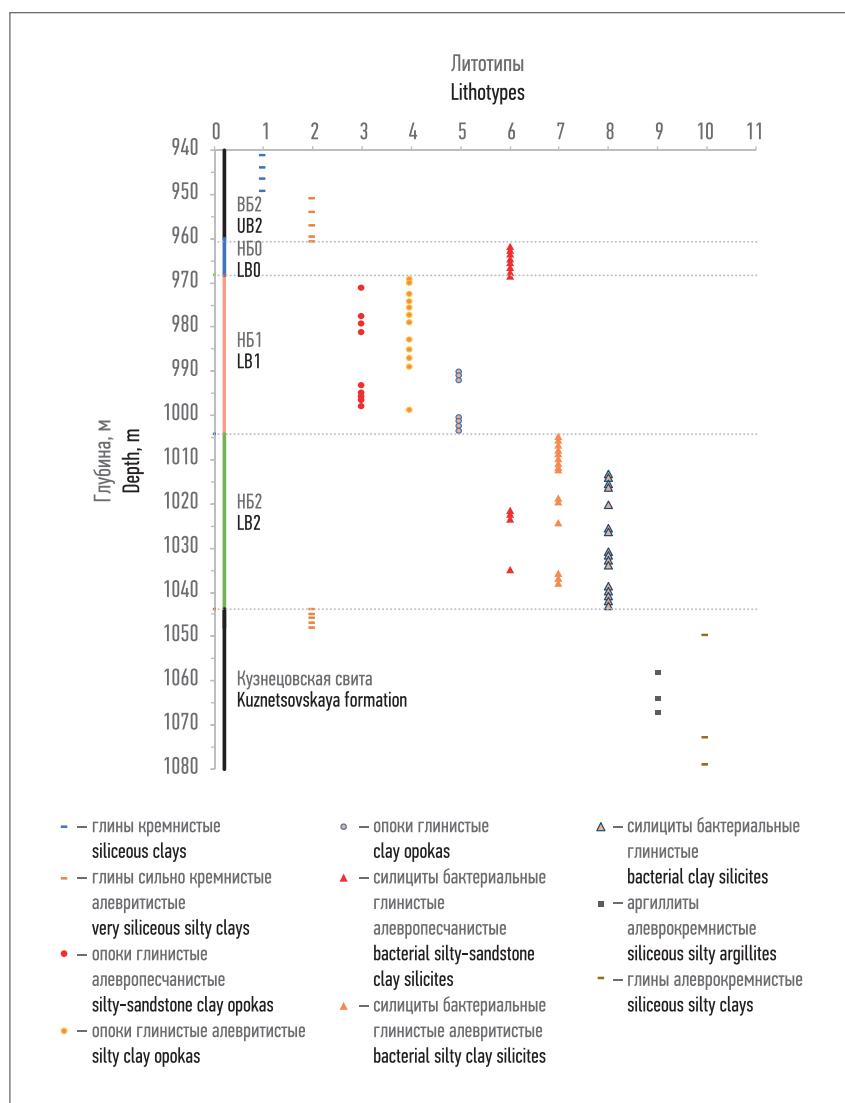


Рис. 5. Распределение литотипов нижнеберезовской подсвиты и вмещающих пород
Fig. 5. Lithotype distribution of Lower-Berezovskaya subformation and host rocks

Углерод – это следы биоты, населявшей палеобассейн. Изучаемые породы богаты органическими остатками миллиметровой и микронной размерности.

В первом случае это радиолярии и спикулы губок (рис. 1а), подвергшиеся бактериальной деградации. От них в основном сохранились теневые структуры – отпечатки, представляющие собой трубковидные полости с окружными стенками, внутри которых иногда видны фрагменты спикул и коккоидные бактерии; разрушенные скелеты радиолярий или их отпечатки, иногда с коккоидными бактериями внутри.

По микропалеонтологическим заключениям, основные образующие породу органические остатки – фоссилизированные кристобалитом коккоидные бактерии круглой формы размером 2–4 мкм (рис. 2). Их можно назвать породообразующими, поскольку они отчетливо видны везде, а не только среди полостей от спикул и радиолярий, в которых формируют стенки или находятся внутри них. Эти бактерии занимают все пространство между полостями, можно считать, что порода полностью состоит из них.

В различных частях породы бактерии выглядят по-разному ввиду разной сохранности и усло-

Таблица 1. Характеристика литотипов нижнеберезовской подсвиты
Table 1. Characteristic of Lower-Berezovskaya subformation lithotypes

Показатель Indicator		Литотипы Lithotypes					
		3	4	5	6	7	8
Цвет породы Rock color		Светло-серый, серый Light gray, gray					
Биотурбация Bioturbation		Активная Active					
Максимальное содержание кремнезема, мас. % Max silica content, wt.-%	Общее Total	96	92	75	92	82	88
	Опал-кристобалит-тридимитовая фаза Opal-cristobalite-tridymite phase	35–80	44–78	37–44	–		
	Кварц Quartz	16–48	8–25	19–46	70–92	63–82	65–88
Глинистый материал, мас. % Clay, wt.-%		1–22	1–27	26–40	8–20	18–37	15–30
Спикаулы губок, раковины радиолярий Sponge spicules, radiolaria shells		Часто Often			Редко Rare		
Обломки дегрита Detritus fragments		Редко Rare	–				
Максимальное содержание терригенної обломочной примеси, мас. % Max content of siliciclastic inclusions, wt.-%	Алеврите Aleurite	–	5–10	1–5	–	5–12	1–5
	Псаммит + алеврите Psammite + aleurite	5–15	–			5–15	–
Максимальное содержание глауконита, мас. % Max glauconite content, wt.-%		2,0–5,7	3	Единичные включения Single inclusions	2–7	3	Единичные включения Single inclusions

вий местонахождения. Наиболее светлые по окраске участки более благоприятны для изучения бактериальных форм. В них часто видны коккоидные бактерии и сохранившиеся минерализованные экзополисахариды или гликокаликс, которые образовывали чехлы (капсулы) вокруг коккоидных бактерий, а также свободные экзополисахариды, заполнявшие окружающую среду между бактериями и сохранившиеся в виде пленок или неоформленной массы. В темно-серых участках породы на электронном сканирующем микроскопе найдены только многочисленные тонкие пленочки гликокаликса (рис. 3), очень редкие тонкие нитчатые бактерии, в единичном случае – многочисленные

фрамбоиды (сульфатредуцирующие бактерии).

Некоторые коккоидные бактерии образовывали шаровидные колонии 20–40 мкм в диаметре с фрагментами облекающего их гликокаликса. Изредка встречаются крупные (диаметром до 6 мкм) коккоидные и тонкие (0,25 мкм) мелкие нитчатые бактерии. Колонии заполняют пустоты, созданные за счет форменных элементов (спикаул губок и скелетов радиолярий). Характерно, что они минерализованы кристобалитовой фазой кремнезема (рис. 26).

Деятельность бактериальных сообществ в преобразовании породы не сводится только к заполнению уже существующих пустот: ее результат – формирование но-

вых пустот, которые не связаны с форменными элементами. Эти новые пустоты (ячеистые) имеют неправильную (нецилиндрическую) форму и характеризуются большой извилистостью и шероховатостью поверхности (рис. 4). Они возникают на скоплениях бактериальных биопленок, осаждающих на себя глинистые минералы (рис. 3).

На поверхностях глинистых биопленок растут мелкие (меньше 0,25 мкм) кристаллики кварца (рис. 4), образуясь из исходного геля кремниевой кислоты хемогенного происхождения. Поскольку плотность кварца на 20 % больше плотности опала (2,65 и 2,2 г/см³ соответственно), при их формировании не менее 20 % объема, занимаемого исходным гелем,

Таблица 2. Характеристика литотипов вмещающих толщ
Table 2. Characteristic of host rock lithotypes

Показатель Indicator	Верхнеберезовская подсвита Upper-Berezovskaya subformation		Кузнецовская свита Kuznetsovskaya formation	
	Литотипы Lithotypes			
	1	2	9	10
Цвет породы Rock color	Серый Gray	Светло-серый, серый Light gray, gray	Темно-серый, серый Dark gray, gray	
Биотурбация Bioturbation	Активная Active			
	<i>Общее</i> <i>Total</i>	27	65	35
Максимальное содержание кремнезема, мас. % Max silica content, wt.-%	Опал-кристобалит-тридимитовая фаза Opal-cristobalite-tridymite phase	–		
	Кварц Quartz	23–27	43–65	30–35
Глинистый материал, мас. % Clay, wt.-%	60–72	33–54	58–60	43–55
Спикаулы губок, раковины радиолярий Sponge spicules, radiolaria shells	Единичные включения Single inclusions	–		
Обломки дегрита, мас. % Detritus fragments, wt.-%	Редко Rare	2–5	–	
Максимальное содержание терригенной обломочной примеси, мас. % Max content of siliciclastic inclusions, wt.-%	Алеврите Aleurite	1–5	10–12	5
	Псаммит + алеврите Psammite + aleurite	–		3–15
Максимальное содержание глауконита, мас. % Max glauconite content, wt.-%			0,5	1–2

превращается в пустоты (рис. 4). Неправильность формы этих пустот предопределяется хаотичностью расположения глинистых минералов на биопленках (рис. 3). Размеры пор могут достигать размеров капиллярных пор (5 мкм и более) (рис. 4), пригодных для движения флюидов.

Генезис пустотного пространства в изучаемых породах объясняет отмеченный в [9] факт: «...Чем больше доля кварца в породе, тем больше в ней макропор и пор капиллярного размера и, как следствие, тем выше газонасыщенность соответствующих коллекторов» и более высокую газонасыщенность пласта НБ₂, поскольку в нем в процессе бактериального преобразования хемогенных кремнистых пород сформировалось новое пустотное

пространство с порами капиллярного размера. В пласте НБ₁, в котором велика доля пустот форменных элементов (спикаул губок, скелетов радиолярий), в процессе постседиментационной деятельности бактерий уменьшался размер связанных с ними пор. Здесь биогенный опал преобразовался коккоидными бактериями в кристобалит, который заполняет пустоты форменных элементов, снижая тем самым размеры пустот, которые могли быть заняты газом при формировании залежей.

В пласте НБ₀ значительно меньше спикаул губок, радиолярий и диатомей по сравнению с нижележащим пластом НБ₁. Поэтому в НБ₀ ведущую роль играют ячеистые пустоты между бактериальными биопленками, размер которых не превышает 7 мкм.

ХАРАКТЕРИСТИКА ЛИТОТИПОВ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕБЕРЕЗОВСКОЙ ПОДСВИТЫ И ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД

Согласно результатам анализа литолого-минералогических особенностей пород нижнеберезовской подсвиты и вмещающих толщ, в их составе можно выделить 10 литотипов (рис. 5), различающихся по ряду признаков (табл. 1, 2). В основу классификации положено содержание трех основных породообразующих компонентов – это в первую очередь кремнезем с учетом его фазового состояния (опал, кристобалит, кварц), глинистый материал и терригенная обломочная примесь (алевриты, псаммиты).

Поскольку во всех породах нижнеберезовской подсвиты количество алеврито-псаммитовой

примеси не превышает 15 мас. % (табл. 1), в названии литотипов для этих компонентов использован суффикс -ист- (алевритистый, алевропесчанистый). Основное название породы определяется фазовым составом кремнезема, которого содержится более 60 %. При этом если с наименованием пород пласта НБ₁ нет неясности – классические опал-кристобалит-кварцевые опоки (оно закреплено в решении стратиграфического совещания [2]), то случай пласта НБ₂ неоднозначен. Его породы нельзя назвать глинами опоковидными (согласно [3]), поскольку содержание глинистого материала в них не превышает 50 мас. %, или кремнисто-глинистыми породами (как предложено в работе [5]) ввиду того, что суффикс -ист- не указывает на основной породообразующий компонент – кремнезем. По мнению авторов настоящей работы, для обозначения пород пласта НБ₂ лучше использовать

общепринятый термин «силицит» [11], который отражает ведущую роль кремнезема в составе. Чтобы подчеркнуть, что в этом силициите кремнезем представлен кварцем бактериального происхождения, следует конкретизировать «силициты бактериальные», а в название литотипа добавить их характеристику, уточняющую содержание глинистого материала и терригенной примеси, с суффиксом -ист-.

Породы вмещающих толщ, в отличие от нижнеберезовской подсвиты, представлены в основном глинами (табл. 2). Исключение составляет литотип 2, в породах которого содержание кремнезема и глин близко к 50 мас. %. По этим признакам они занимают промежуточное положение между глинами и силицитами и по разрезу также расположены в переходных зонах от глинистых вмещающих толщ к силицитам нижнеберезовской подсвиты (рис. 5). Их можно было бы назвать «силициты сильно

глинистые», но следует оставить название «глины сильно кремнистые», поскольку в данных породах не возникло ячеистых пор в результате бактериальной переработки исходного хемогенного кремнезема в кварц. Возможная причина этого обстоятельства – высокая глинистость, которая всегда снижает эффективную пористость пород.

В целом породы вмещающих толщ отличаются от пород нижнеберезовской свиты более темным цветом и меньшим содержанием глауконита (табл. 1, 2).

ВЫВОДЫ

Силициты нижнеберезовской подсвиты представлены чередованием пород шести литотипов, которые сложены форменными элементами (спикулы губок, радиолярии, диатомеи), минерализованными в разной степени кварцем и кристобалитом, и тонкочешуйчатой глинисто-кварцевой массой. Эта масса составлена



Неделя нефтепереработки, газа и нефтехимии в Москве — 2020

В состав Недели входят:

GPTC

«Нефтегазохимия» – технологическая конференция и выставка

России и стран СНГ

26–27 октября

Russia & CIS BBTC

14-я Конференция России и стран СНГ по технологиям переработки

нефтяных остатков

28–29 октября

RRTC

20-я Конференция и выставка России и стран СНГ по технологиям

переработки нефти

29–30 октября

Приглашаем всех, кто заинтересован, представить доклад на любой из конференций, выступить спонсором или принять участие в выставке.



ОРГАНИЗATOR



Euro Petroleum Consultants

бактериальными биопленками (гликокаликс), выполненными глинистыми минералами, в основном монтмориллонитом. На поверхности биопленок размещаются корки микрокристаллов кварца размером 0,10–0,25 мкм.

Структура пустотного пространства пород-коллекторов нижнеберезовской подсвиты формируется в результате постседиментационных преобразований пород под воздействием деятельности

бактериальных сообществ. С одной стороны, бактерии уменьшают объем пустотного пространства за счет того, что их колонии заполняют пустоты, образованные форменными элементами. С другой – деятельность бактериальных сообществ приводит к образованию новых пустот, которые не связаны с форменными элементами. Они возникают на скоплениях глинистых биопленок, где растут мелкие кристаллики кварца

из исходного геля кремниевой кислоты хемогенного происхождения. При росте кристаллов кварца не менее 20 % объема, занимаемого гелем, превращается в пустоты.

Более высокая газонасыщенность пласта НБ₂ объясняется тем, что в процессе бактериального преобразования хемогенных кремнистых пород создается новое пустотное пространство с порами капиллярного размера. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Муравьев В.И. О генезисе опок // Литология и полезные ископаемые. 1973. № 4. С. 94–106.
2. Министерство геологии СССР, Западно-Сибирский научно-исследовательский институт, Межведомственный стратиграфический комитет СССР. Решение 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнинны. Объяснительная записка к региональным стратиграфическим схемам мезозоя Западно-Сибирской равнинны, принятым МРСС-90 17–18 мая 1990 г. и утвержденным МСК СССР 30 января 1991 г. Тюмень: ЗапСиб-НИГИ, 1991.
3. Ушатинский И.Н. Состав и условия формирования кремнистых формаций Западно-Сибирской геосинеклизы // Опалиты Западной Сибири: сб. науч. тр. Западно-Сибирского научно-исследовательского института геофизических методов разведки. Тюмень: ЗапСибНИГеофизика, 1987. С. 39–48.
4. Стригоцкий С.В., Масленников В.В. О газопроявлениях при бурении скважин на Медвежьем месторождении // Бурение газовых и газоконденсатных скважин: рефер. сб. ВНИИЭГазпрома. Вып. 4. М.: ВНИИЭГазпром, 1974. С. 8–12.
5. Кудаманов А.И., Агалаков С.Е., Маринов В.А. Трансгрессивно-регressiveный характер осадконакопления в коньяк-сантонах отложений верхнего мела в Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2018. № 7. С. 58–63.
6. Кудаманов А.И., Агалаков С.Е., Маринов В.А. К вопросу о турон-ранконаинском осадконакоплении в пределах Западно-Сибирской плиты // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 7. С. 19–26.
7. Дорошенко А.А., Карымова Я.О. Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 6 (59). С. 23–27.
8. Кудаманов А.И., Карих Т.М., Агалаков С.Е., Маринов В.А. Хэяхинская пачка опок и перекрывающие кремнисто-глинистые отложения (верхний мел, Западная Сибирь). Особенности строения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 11 (335). С. 21–30.
9. Хабибуллин Д.Я., Рыбяков А.Н., Ситдиков Н.Р. и др. Литолого-минералогические и промыслово-геологические критерии выделения продуктивных зон в сенонских отложениях // Газовая промышленность. 2018. № 8 (772). С. 34–41.
10. Деревскова Н.А., Кравченко Т.И., Лыкова С.Б., Дряблов С.В. Закономерности изменения литологического состава пильской свиты о. Сахалин в связи с перспективами добычи нефти из кремнистых отложений // Научно-технический Вестник ОАО «НК Роснефть», 2014. № 4. С. 34–40.
11. GEOLIB.NET. Справочник по геологии. Кремнистые породы [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.geolib.net/lithology/kremnistye-porody.html> (дата обращения: 01.08.2020).

REFERENCES

- (1) Muravyev VI. On opoka genesis. *Lithology and Mineral Resources* [Litologiya i poleznye iskopayemye]. 1973; (4): 94–106. (In Russian)
- (2) Ministry of Geology of USSR [Ministerstvo geologii SSSR], West-Siberia Research Institute for Geophysical Prospection Methods [Zapadno-Sibirskij nauchno-issledovatel'skij institut geofizicheskikh metodov razvedki], Interdepartmental Stratigraphic Committee (ISC) of USSR [Mezhvedomstvennyj stratigraficheskij komitet SSSR]. *The decision of the 5th Interdepartmental Regional Stratigraphical Meeting (IRSM) on Mesozoic deposits of West Siberian Plain. Explanation note to the regional stratigraphic diagrams of Mesozoic West Siberian Plain, adopted by IRSM-90 on 17–18 May 1990 and approved by ISC USSR on 30 January 1991. [No paper number]*. Tyumen, Russia: West-Siberia Research Institute for Geophysical Prospection Methods; 1991. (In Russian)
- (3) Ushatinskii IN. Composition and formation conditions of siliceous formations of West Siberian geosyncline. In: West-Siberia Research Institute for Geophysical Prospection Methods *Opalites of West Siberia*. Tyumen, Russia: West-Siberia Research Institute for Geophysical Prospection Methods; 1987. p. 39–48. (In Russian)
- (4) Strigotskiy SV, Maslennikov VV. On gas shows during well drilling at Medvezhye field. In: All-Union Research Institute for Economy, Production Management, and Technical and Economic Information in Gas Industry [Vsesoyuznyj nauchno-issledovatel'skij institut ekonomiki, organizacii proizvodstva i tekhniko-ekonomicheskoi informacii v gazovoj promyshlennosti] (VNIIEGazprom) *Gas and Gas Condensate Well Drilling at Medvezhye field: Book of abstracts. Vol. 4*. Moscow: VNIIEGazprom; 1974. p. 8–12. (In Russian)
- (5) Kudamanov Al, Agalakov SE, Marinov VA. Transgressive-regressive type of sedimentation in the Western Siberian Coniacian-Santonian (Upper Cretaceous). *Oil Industry* [Neftyanoe khozyajstvo]. 2018; (7): 58–63. (In Russian)
- (6) Kudamanov Al, Agalakov SE, Marinov VA. The problems of Turonian-early Coniacian sedimentation within the boundaries of the West Siberian plate. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields* [Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenij]. 2018; (7): 19–26. (In Russian)
- (7) Doroshenko AA, Karymova YaO. Properties of voids in the Senonian gaize of the Northern part of West Siberia. *Exposition Oil & Gas* [Ekspoziciya Neft' Gaz]. 2017; 59(6): 23–27. (In Russian)
- (8) Kudamanov Al, Karikh TM, Agalakov SE, Marinov VA. Kheyakhinskaya pack of flasks and overlapping siliceous-clayish deposits (the Upper Cretaceous, Western Siberia). Structural specific features. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2019; 335(11): 21–30. (In Russian)
- (9) Khabibullin DYa, Rybiakov AN, Sitzdikov NR, et al. Litho-mineralogical and field geological criteria of distribution of productive zones in Senonian deposits. *Gas Industry* [Gazovaya promyshlennost']. 2018; 772(8): 34–41. (In Russian)
- (10) Derevskova NA, Kravchenko TI, Lykova SB, Dryablov SV. The consistent pattern of lithological structure of Pilskian suite of Sakhalin Island in connection with oil production prospects from hardly removable stocks. *Rosneft OJSC Scientific and Engineering Bulletin* [Nauchno-tehnicheskij vestnik OAO «NK «ROSNEFT»]. 37(4): 34–40. (In Russian)
- (11) GEOLIB.NET. *Geology reference book. Silcites*. Available from: <https://www.geolib.net/lithology/kremnistye-porody.html> [Accessed: 1 August 2020]. (In Russian)

При поддержке:



Организатор:



26-я Международная
промышленная выставка

Металл Экспо'2020



Ежегодный
выставочный
аудит с 2006 г.

Генеральный
информационный партнер:



**10-13
НОЯБРЯ**

Москва, ВДНХ
пав. 55, 57

12+

www.metal-expo.ru

Оргкомитет выставки:
тел./факс +7 (495) 734-99-66



Оборудование и технологии
для металлургии
и металлообработки
МеталлургМаш'2020



Металлопродукция
и металлоконструкции
для строительной отрасли
МеталлСтройФорум'2020



Транспортные
и логистические услуги
для предприятий ГМК
МеталлТрансЛогистик'2020

АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

УДК 004.942::622.24

Д.О. Захаров, ФГБОУ ВО «Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана (национальный исследовательский университет)» (Москва, РФ), dimazakharov98@mail.ru

А.П. Соколов, к.ф.-м.н., ФГБОУ ВО «Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана (национальный исследовательский университет)», alsokolo@bmstu.ru

Для достижения приемлемой степени соответствия проектного и фактического профилей нефтяных и газовых скважин с минимальными затратами предварительно необходимо определить используемые компоновки низа бурильной колонны и их режимы бурения. Для автоматизации проектирования компоновки бурильной колонны требуется программное обеспечение, позволяющее прогнозировать фактическую траекторию ее движения в процессе работы. В статье представлено созданное авторами программное обеспечение для двумерного статического анализа напряженно-деформированного состояния комплекса низа бурильной колонны с использованием метода конечных элементов и прогнозирования движения бурильной колонны в скважине. Описана математическая модель взаимодействия долота со стенками скважины на забое. Ее входные параметры (направление результирующей силы на долоте, угол перекоса бурильных труб вблизи долота) можно получить путем решения задачи статического нагружения компоновки низа бурильной колонны осевой нагрузкой. В этих целях использован метод конечных элементов. Предложено математическое описание бурильной колонны для метода конечных элементов и специального стержневого элемента, который позволяет учитывать контакт бурильных труб со стенками скважины. Разработан алгоритм численного анализа напряженно-деформированного состояния компоновки низа бурильной колонны и расчета предполагаемой траектории движения бурильной колонны внутри скважины. С использованием программного обеспечения проведено численное моделирование нагружения осевой нагрузкой типовых конфигураций компоновок низа бурильной колонны и исследование движения бурильной колонны внутри скважины. Полученные результаты сопоставлены с результатами расчетов в существующих программных комплексах, сделан вывод о высокой степени точности предложенной в работе методики анализа и целесообразности ее дальнейшего развития.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: КОМПОНОВКА НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ, МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, МЕТОД КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ, АНАЛИЗ ДВИЖЕНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ, ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ, СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ.

ПРЕДМЕТНАЯ ОБЛАСТЬ

Компоновкой низа бурильной колонны (КНБК) называют часть колонны (рис. 1), которая влияет на траекторию движения долота, формирует геометрию ствола скважины и позволяет попасть в продуктивный пласт [1]. Состав элементов, входящих в бурильную колонну, и их механические характеристики определяют поведение КНБК в процессе работы при заданных геологических условиях, параметрах промывочной жидкости, нагрузках на долото.

В практике применяют два режима работы бурильной колонны (рис. 2):

- роторный – для бурения протяженных участков скважины, на которых зенитный угол практически не меняется;
- турбинный – на участках небольшой протяженности, если необходимо значительно изменить зенитный и азимутальный углы.

При роторном режиме работы скорость бурения выше за счет вращения всей колонны.

АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ

Горизонтальные или почти горизонтальные скважины используют для повышения эффективности извлечения путем увеличения воздействия на пласт. С начала 1990-х гг. в этих целях применяют многозабойные скважины, которые забуривают с различных глубин основного (родительского) ствола. Многозабойные скважины имеют те же преимущества, что и горизонтальные, однако их реализация намного сложнее, чем направленное бурение гори-

D.O. Zakharov, Bauman Moscow State Technical University (Moscow, the Russian Federation),

dimazakharov98@mail.ru

A.P. Sokolov, PhD in Physics and Mathematics, Bauman Moscow State Technical University, alsokolo@bmstu.ru

Computer-aided design of the optimal configuration of bottom hole assembly

The preliminary design of bottom hole assembly configuration and drilling modes is essential to achieve acceptable compliance with the design courses of oil and gas wells at minimum cost. The software required to aid the design of the drill string configuration shall predict the actual path of the drill string during the drilling operations.

The authors have developed the software for two purposes: two-dimensional static analysis of the stress-strain state of the bottom hole assembly using the finite element method and predicting how the drill string would move inside the well. The paper describes the mathematical model for the interaction of the bit and wellbore walls at the bottom hole. The input parameters of the model (direction of the resulting force on the bit, bend angle of the drill pipes near the bit) can be obtained by solving the problem of static axial loading of the bottom hole assembly. We used the finite element method for this purpose. The mathematical characterizations are suggested for the drill string and special rod element that accounts for the contact of drill pipes with wellbore walls. An algorithm is developed for numerical stress-strain state analysis of the bottom hole assembly and computing its path inside the well.

The authors' software is used to carry out the numerical simulation of axial loading of typical bottom hole assembly configurations and study the drill string motion inside the well. The results were compared with the ones obtained using the existing software packages. It is concluded that the algorithm proposed in the study is highly accurate and precise and worth further development.

KEYWORDS: BOTTOM HOLE ASSEMBLY, BHA, MATHEMATICAL MODEL, FINITE ELEMENT METHOD, FEM, DRILL STRING MOTION ANALYSIS, SOFTWARE, COMPUTER-AIDED DESIGN SYSTEM.

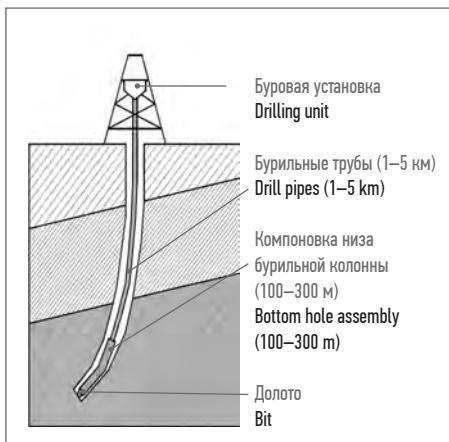


Рис. 1. Схема бурильной колонны
Fig. 1. Schematic diagram of the drill string

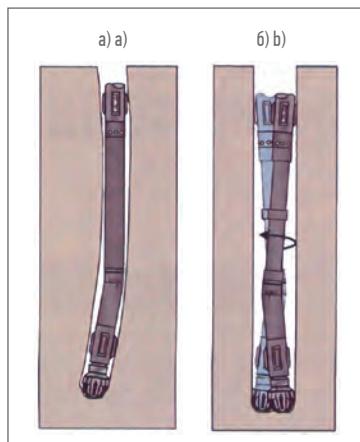


Рис. 2. Режим работы бурильной колонны: а) турбинный; б) роторный
Fig. 2. The operation modes of a drill string: a) sliding; b) rotating

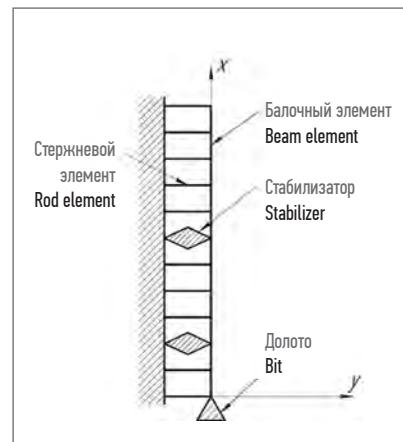


Рис. 3. Конечно-элементная модель компоновки низа бурильной колонны
Fig. 3. Finite element model of a bottom hole assembly

зонтальной скважины с одним стволом.

Несмотря на то что технология создания многозабойных скважин хорошо разработана и в последнее десятилетие достигнуты большие успехи в данной области, эти скважины все еще представляют собой объекты потенциального риска при бурении и заканчивании [2].

Для решения описанных выше проблем необходимо разработать методическое обеспечение, позво-

ляющее моделировать процесс движения бурильной колонны внутри скважины. Важность этой задачи также обусловлена потребностью в более точном проектировании и выборе оптимальной конфигурации КНБК для безориентированного управления траекторией ствола при бурении, проработке скважины и вскрытии продуктивных горизонтов с учетом влияния горно-геологических и технико-технологических условий проводки.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Для разработки методического обеспечения, позволяющего инженерам проектировать состав элементов КНБК для бурения интервала проектной траектории скважины, а также предоставляющего рекомендации по изменению спроектированной конфигурации в целях уменьшения износа входящих в КНБК элементов и повышения точности соответствия между проектной и фактической

траекторией, необходимо решить следующие задачи.

Задача 1. Исследовать и определить наилучший метод расчета траектории движения КНБК при заданных геологических условиях, параметрах промывочной жидкости, составе элементов КНБК и их механических характеристиках.

Задача 2. Создать двумерную математическую модель КНБК, позволяющую проводить статический анализ напряженно-деформированного состояния при бурении скважины с использованием как роторного, так и турбинного режимов работы. Модель должна описывать поведение бурильных труб различного диаметра и сечения, кривых переводников, накладок на бурильные трубы и измерительных приборов.

Задача 3. Разработать и программно реализовать алгоритм построения траектории движения бурильной колонны при прокладывании скважины на базе известных исходных данных.

Задача 4. Реализовать на программном уровне алгоритм проектирования оптимальной КНБК, позволяющей прокладывать скважину по проектной траектории с минимальными отклонениями и уменьшающей износ входящих в состав КНБК элементов.

Ниже перечислены исходные данные для анализа движения КНБК и автоматизированного проектирования оптимального набора ее компонентов:

- состав КНБК, геометрические и прочностные характеристики всех элементов компоновки;
- геологические характеристики бурильной породы, включая твердость и кавернозность;
- режимно-технологическая информация (нагрузка на долото, скорость вращения ротора, скорость проходки и др.);
- результаты инклинометрии спроектированной и строящейся скважины;
- реологические свойства промывочной жидкости.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Обзор существующих подходов к решению поставленных задач

При рассмотрении задачи 1 были изучены работы известных исследователей в данной области [3–7].

В [3] представлено аналитическое выражение для определения индекса анизотропии породы и описано влияние изменения данного индекса на поведение долота на забое. Недостаток модели [3] – отсутствие возможности прогнозировать траекторию движения КНБК.

Авторы [4] предложили аналитическую модель, позволяющую определять скорость продвижения КНБК в процессе бурения скважины при известной режимно-технологической информации и заданных характеристиках долота и бурильной породы. Эта модель позволяет с высокой точностью оценить скорость продвижения КНБК, однако также непригодна для прогнозирования траектории движения бурильной колонны.

В работе [5] введен коэффициент класса бурильной породы, определяющий одновременно ее анизотропию и угол падения залегающих пластов, представлена математическая модель для прогноза движения КНБК с использованием этого коэффициента. Такой подход позволяет проводить прецизионные расчеты траектории движения бурильной колонны, однако, ввиду того что модель двумерная, его невозможно использовать при анализе пространственного перемещения бурильной колонны.

Авторы [6] развили представленную в [3] модель, расширив ее возможности для прогнозирования траектории движения бурильной колонны, однако также только для движения КНБК в плоскости.

В работе [7] предложена математическая модель, позволяющая определять направление движения бурильной колонны при заданных исходных параметрах и известных силах, действующих на долото

с учетом анизотропии как долота, так и породы. Она позволяет прогнозировать пространственную и двумерную траекторию движения бурильной колонны.

Ввиду универсальности математической модели [7] именно ее использовали в настоящей работе, дополнив программно реализованным алгоритмом для построения прогнозируемой траектории движения бурильной колонны [7].

Для решения задачи 2 проанализировали результаты исследований в области разработки универсальной математической модели КНБК [8–12].

В [8] представлена аналитическая модель КНБК, позволяющая рассчитать силы, возникающие на долоте при заданных исходных параметрах. Эта модель имеет несколько недостатков, основной – высокая сложность вычислений при наличии в составе КНБК трех и более центрирующих элементов.

В работе [9] предложено несколько математических моделей КНБК, позволяющих определять результирующую силу, действующую на долото. Среди них можно выделить полуаналитическую модель, основанную на методе трех моментов, в которой КНБК представляется в виде нескольких балочных пролетов, разделенных стабилизаторами. Она позволяет определить важную технологическую характеристику – изгибающие моменты в точках контакта бурильной колонны со скважиной. Однако с помощью модели [9] невозможно спрогнозировать потенциальный контакт между бурильными трубами и скважиной, что сильно ограничивает область ее применения в практически значимых задачах.

В [10] представлена численная конечно-разностная математическая модель КНБК для расчета параметров перемещения бурильных труб внутри скважины при заданных исходных данных, а также сил реакции и изгибающих моментов в точках контакта

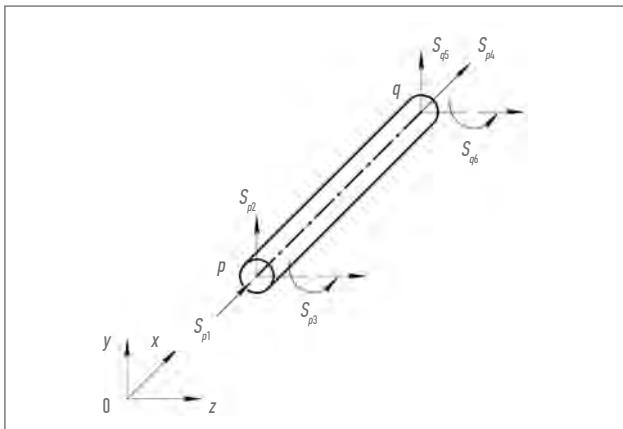


Рис. 4. Схема используемого балочного конечного элемента
Fig. 4. Schematic diagram of the beam finite element

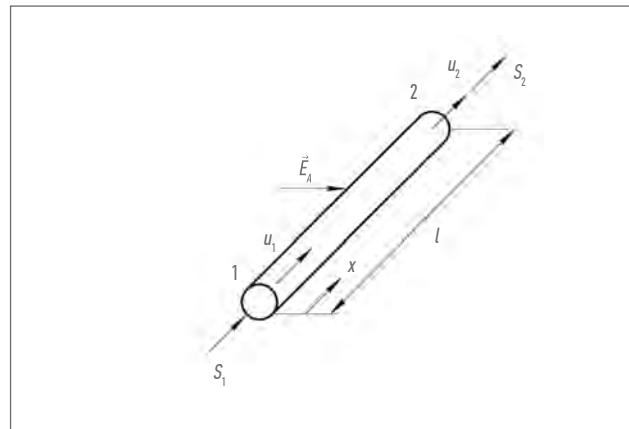


Рис. 5. Схема стержневого конечного элемента [15]
Fig. 5. Schematic diagram of the rod finite element [15]

бурильной колонны и скважины. Ее основной недостаток – отсутствие возможности использования бурильных труб различного диаметра и сечения.

Авторы [11] предложили численную конечно-элементную математическую модель КНБК, позволяющую проводить статический анализ напряженно-деформированного состояния бурильной колонны при действии осевой нагрузки на долото. Эта модель пригодна для определения параметров: перемещений бурильных труб внутри скважины, силы реакций и изгибающих моментов в точках контакта бурильной колонны со скважиной при заданных исходных данных. С помощью метода конечных элементов можно проводить вычисления для конструкций с частями различных диаметров и сечений, что позволяет построить математическую модель КНБК с использованием бурильных труб, обладающих разными геометрическими и прочностными свойствами.

Математическую модель [11] выбрали в качестве исходной в данной работе. Для решения задачи 2 необходимо было ее дополнить моделями кривых переводников, накладок на бурильные трубы различной толщины и измерительных приборов.

Следует отметить, что в [12] предложена модификация представленной в [11] модели, которая позволяет учитывать динамические силы, действующие на бурильную колонну во время работы. Включение в расчеты величин инерционных сил, сил трения и вращения бурильной колонны дает возможность проводить более точный анализ напряженно-деформированного состояния КНБК и делает модель [12] более универсальной.

Двумерная математическая модель движения бурильной колонны при бурении скважины

Для построения предполагаемой траектории движения КНБК при известных исходных данных в настоящей работе в качестве базовой использовали математическую модель взаимодействия долота со скважиной на забое [7]:

$$r_N \vec{E}_R = I_b I_r \vec{E}_F + I_r (1 - I_b) \cos(\alpha_{AF}) \vec{E}_A + (1 - I_r) r_N \cos(\alpha_{RD}) \vec{E}_D. \quad (1)$$

В [13] показано, что значение индекса анизотропии породы всегда приблизительно равно единице, в связи с этим (1) можно упростить:

$$r_N \vec{E}_R = I_b \vec{E}_F + (1 - I_b) \cos(\alpha_{AF}) \vec{E}_A. \quad (2)$$

Достоинство соотношения (2) – возможность учитывать неоднородное поведение долота в разных направлениях за счет добавления индекса его анизотропии (может варьироваться в диапазоне 0–1), что делает модель гибкой. В данной работе использовали математическую модель (2), однако более универсальна модель (1), поскольку в ней принимается во внимание неоднородность буровой породы. В [14] приведены практически значимые случаи, в которых влияние анизотропии породы имеет существенное значение, и представлена методика определения индекса ее анизотропии.

Двумерная конечно-элементная математическая модель компоновки низа бурильной колонны

Для анализа напряженно-деформированного состояния КНБК при бурении скважины использовали конечно-элементную математическую модель [11].

Постановку задачи прочностного анализа конструкции с помощью метода конечных элементов можно представить следующим образом:

$$\|S\| \vec{s} = \vec{F}. \quad (3)$$

Для ее решения провели конечно-элементную аппроксимацию модели КНБК (рис. 3), в составе которой применили конечные элементы различных типов: для аппроксимации бурильных труб – балочный (рис. 4); для учета возможности возникновения контакта между скважиной и колонной – стержневой (рис. 5) (модели балочного и стержневого конечных элементов подробно описаны в [15]).

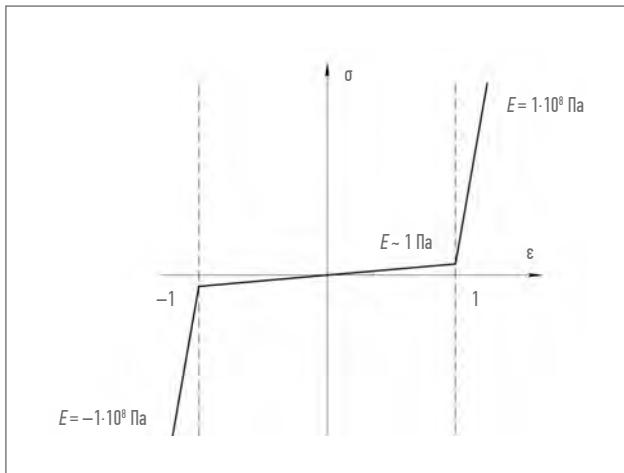


Рис. 6. Зависимость внутренних напряжений от деформаций для стержневого элемента
Fig. 6. The dependence of internal stresses on strains for the rod element

Для моделирования контакта между бурильными трубами и скважиной применили одномерный стержневой элемент (рис. 5):

$$\begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \end{bmatrix} = \frac{AE}{I} \begin{bmatrix} 1 & -1 \\ -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \end{bmatrix} \quad (4)$$

с нелинейной зависимостью жесткости элемента от его деформации:

$$|E| = \begin{cases} E_1, |\varepsilon| < 1 \\ E_2, |\varepsilon| \geq 1 \end{cases} \quad (5)$$

где $E_1 \sim 1$ Па; $E_2 = 1 \cdot 10^8$ Па (рис. 6).

При использовании метода конечных элементов необходимо определить вектор узловых сил, действующий на конструкцию. В данной работе его сформировали в соответствии с правилами [16]. В векторе внешних нагрузок формально можно

выделить две составляющие: первая представляет собой результат воздействия сил собственного веса на элементы конструкции, вторая появляется под влиянием осевой нагрузки на долото и действует только на самый верхний узел конечно-элементной аппроксимации.

Первую составляющую вектора внешних нагрузок можно представить следующим образом:

$$(\vec{F}_{\text{grav}})^e = \left(P \frac{\cos(\alpha)}{2} \ P \frac{\sin(\alpha)}{2} \ 0 \ P \frac{\cos(\alpha)}{2} \ P \frac{\sin(\alpha)}{2} \ 0 \right)^T. \quad (6)$$

В местах расположения стабилизаторов в конечно-элементной аппроксимации применили граничные условия, запрещающие перемещение узла в направлении, перпендикулярном оси КНБК. В узле конечно-элементной аппроксимации, в котором располагалось долото, использовали граничные условия, запрещающие перемещения в любых направлениях.

В процессе моделирования следует рассчитывать деформацию каждого стержневого элемента и в зависимости от ее значения дискретно изменять жесткость соответствующего элемента.

Преимущества использования таких специальных стержневых элементов для учета возникновения контакта между бурильными трубами и скважиной описаны в работе [17].

ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ

Архитектура программного обеспечения

Программный пакет для прогнозирования траектории движения бурильной колонны внутри скважины содержит два модуля (рис. 7).

Первый модуль позволяет анализировать напряженно-деформированное состояние КНБК при заданных условиях бурения и следующих входных данных:

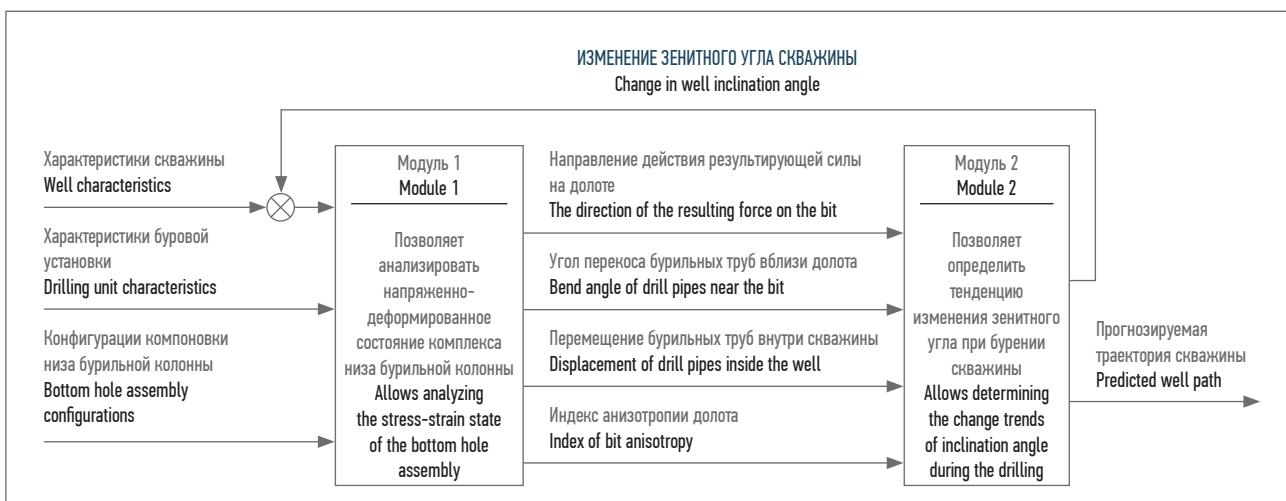


Рис. 7. Модульное представление программной реализации прогнозирования траектории движения компоновки низа бурильной колонны внутри скважины
Fig. 7. Modular representation of software implementation of forecasting the bottom hole assembly path inside the well

Параметры компоновки низа бурильной колонны для вычислительных экспериментов
Bottom hole assembly parameters for calculation experiments

Параметр Parameter	Значение Value	Параметр Parameter	Значение Value
M	Сталь Steel	D_e , м	0,1524
L , м	0,5	D_b , м	0,224
I_r	1	α , °	30
D_p , м	0,0508	S , м	300

– конфигурация КНБК;
– характеристики скважины и буровой установки.

С его помощью вычисляются:
– значение и направление действия результирующей силы на долото;
– углы перекосов бурильных труб вблизи долота.

В этом модуле осуществляется конечно-элементный анализ напряженно-деформированного состояния КНБК. На первом этапе с использованием конфигурации КНБК и данных инклинометрии скважины проводится конечно-элементная аппроксимация бурильной колонны и формируется вектор внешних нагрузок. Далее происходит итеративный процесс определения всех точек контакта бурильных труб со скважиной, в результате чего становятся известными перемещения бурильных труб внутри скважины при заданной осевой нагрузке на долото. Полученные данные используются для оценки деформаций конечных элементов и возникающих напряжений, которые необходимы для вычисления результирующей силы, действующей на долото.

Второй модуль оперирует выходными данными первого. Он отвечает за расчет тенденции изменения зенитного угла. Для этого на вход модуля передается значение индекса анизотропии долота.

Выход второго и вход первого модулей связаны, поскольку тенденция изменения зенитного угла непосредственно влияет на характеристики скважины, использующиеся для последующих расчетов.

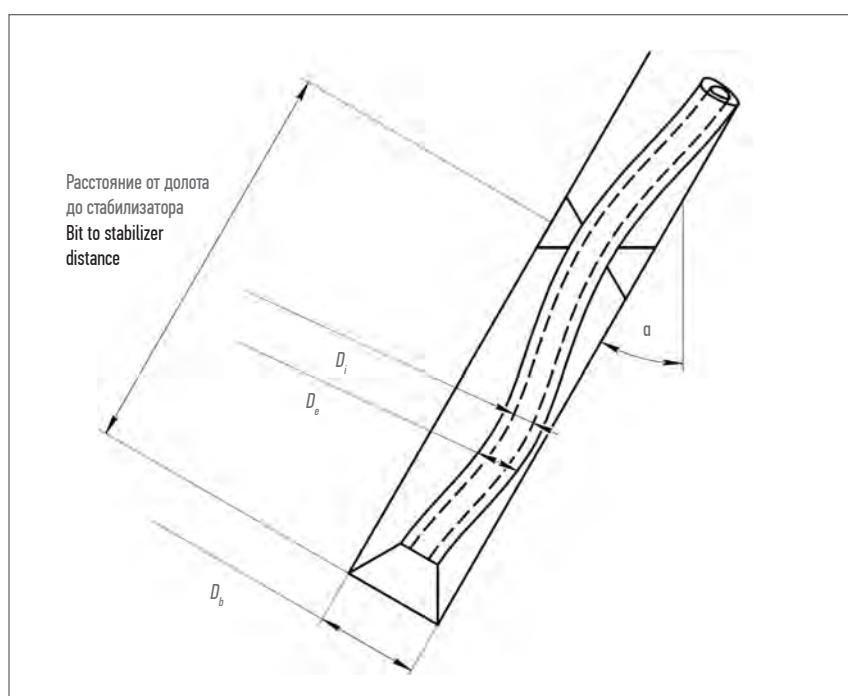


Рис. 8. Геометрическая интерпретация параметров компоновки низа бурильной колонны, использующихся в численных экспериментах
Fig. 8. Geometric representation of the bottom hole assembly parameters used in the numerical studies

ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ Исходные данные для вычислительных экспериментов

Для тестирования разработанного алгоритма поставили задачу численного анализа напряженно-деформированного состояния КНБК (параметры суммированы в табл., на рис. 8), а также моделирования движения бурильной колонны внутри скважины.

Тестирование разработанного программного обеспечения

В целях тестирования программного обеспечения провели численный анализ напряженно-де-

формированного состояния КНБК для компоновки, включающей два стабилизатора. В результате определили значения сил, действующих на долото, и перемещения бурильных труб внутри скважины (рис. 9). Боковая сила на долоте составила 2,5 кН, в результате ее действия траектория скважины изменилась с уменьшением зенитного угла. Ближайшая точка контакта бурильных труб со скважиной возникла на расстоянии 30 м от долота.

С использованием разработанного программного обеспечения проанализировали траекторию движения бурильной колонны

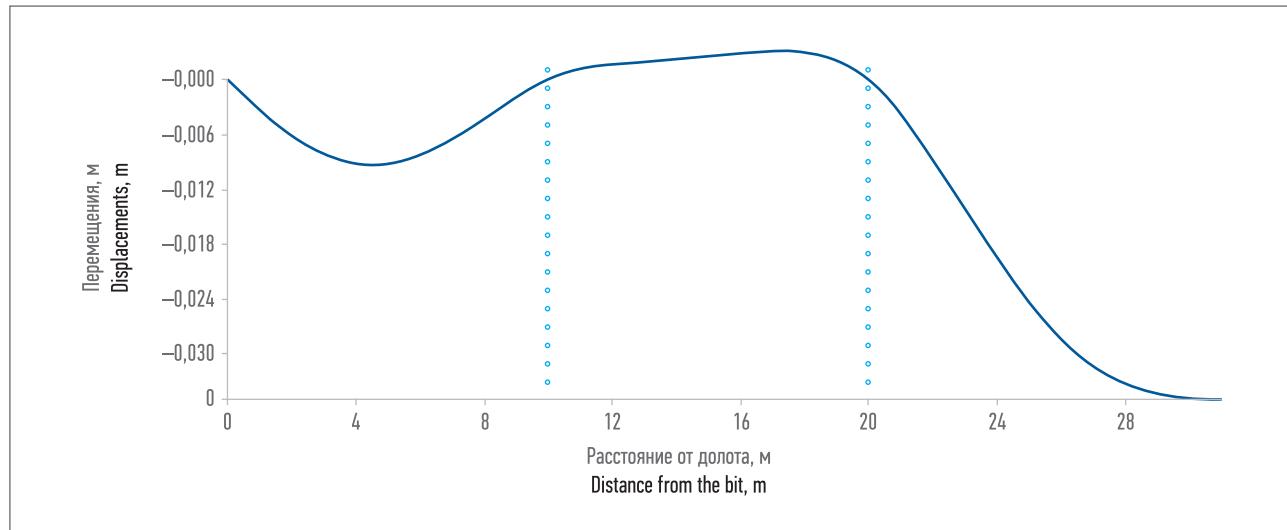


Рис. 9. Перемещения бурильных труб внутри скважины (осевая нагрузка 15 кН, два стабилизатора в конфигурации компоновки низа бурильной колонны на расстоянии 10 и 20 м от долота)

Fig. 9. Drill pipes' displacements inside the well (axial load 15 kN, two stabilizers in bottom hole assembly configuration in 10 and 20 m from the bit)

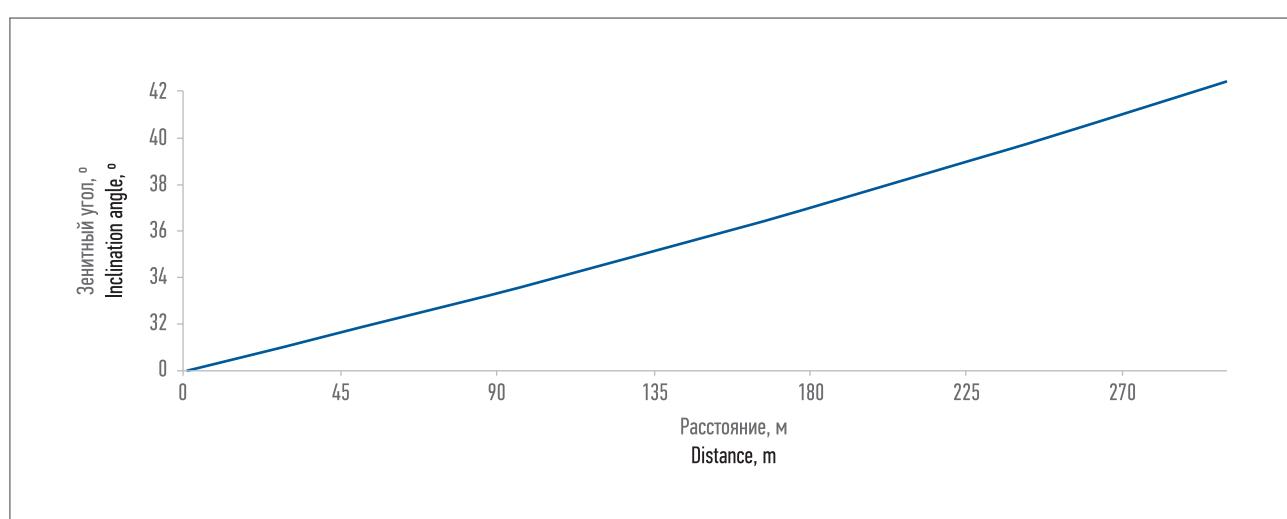


Рис. 10. Изменение зенитного угла по мере продвижения бурильной колонны внутри скважины (действующая осевая нагрузка 25 кН, четыре стабилизатора в конфигурации компоновки низа бурильной колонны на расстояниях 3, 15, 23 и 35 м от долота)

Fig. 10. Change in inclination angle with the drill string's progress inside the well (acting axial load 25 kN, four stabilizers in bottom hole assembly configuration in 3, 15, 23, and 35 m from the bit)

для конфигурации КНБК, позволяющей увеличивать зенитный угол в процессе бурения для построения скважины в соответствии с проектной траекторией. Увеличение зенитного угла достигается за счет действия на долото отрицательной боковой силы. Изменение зенитного угла по мере продвижения бурильной колонны при действующей осевой нагрузке 25 кН для долота с равным единице индексом анизотропии проиллюстрировано на рис. 10.

Анализ корректности функционирования разработанного программного обеспечения

Для оценки достоверности результатов, полученных с использованием разработанного программного обеспечения, сопоставили полученные для типовой конфигурации КНБК данные с результатами анализа напряженно-деформированного состояния в программном пакете PLANIT сервиса Sperry Drilling (Halliburton,

США) (рис. 11). Сравнивая перемещения бурильных труб и действующие на долото результирующие силы, можно сделать вывод о том, что представленный в статье алгоритм позволяет с большой степенью точности (разница в величинах результирующей силы и перемещениях бурильных труб не превышает 5 Н и 1 мм соответственно) моделировать нагружение КНБК осевой нагрузкой.

Также оценили корректность прогнозирования траектории движения

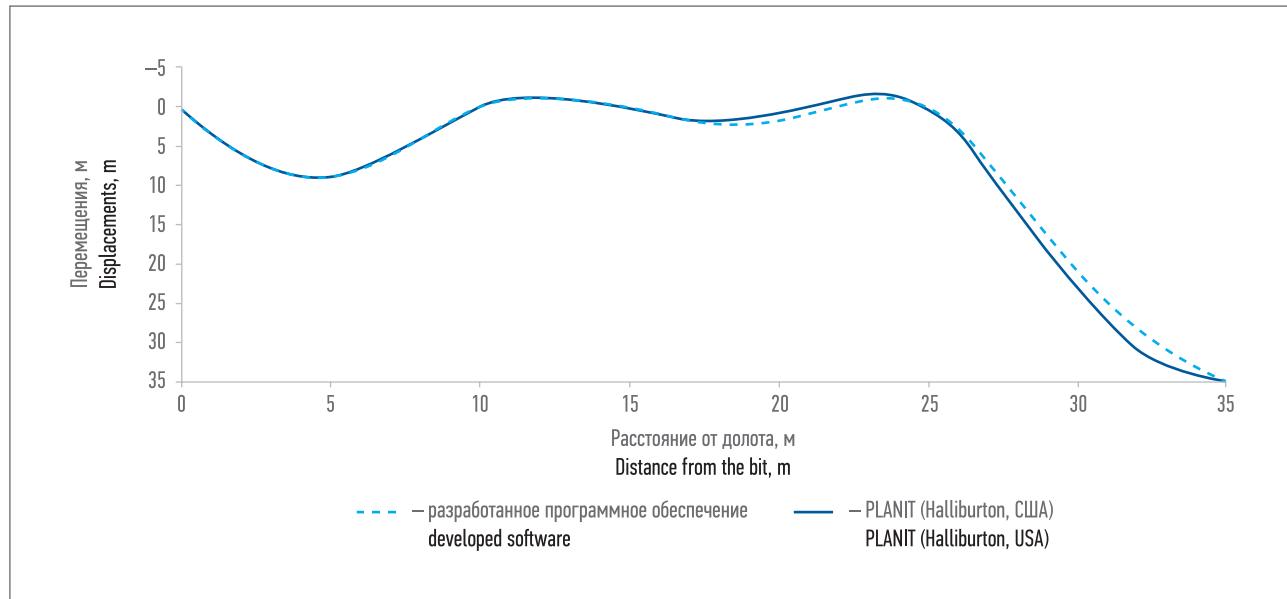


Рис. 11. Перемещения бурильных труб внутри скважины (осевая нагрузка 15кН, три стабилизатора в конфигурации компоновки низа бурильной колонны на расстоянии 10, 15 и 25 м от долота)
Fig. 11. Drill pipes' progress inside the well (axial load 15 kN, three stabilizers in bottom hole assembly configuration in 10, 15, and 25 m from the bit)

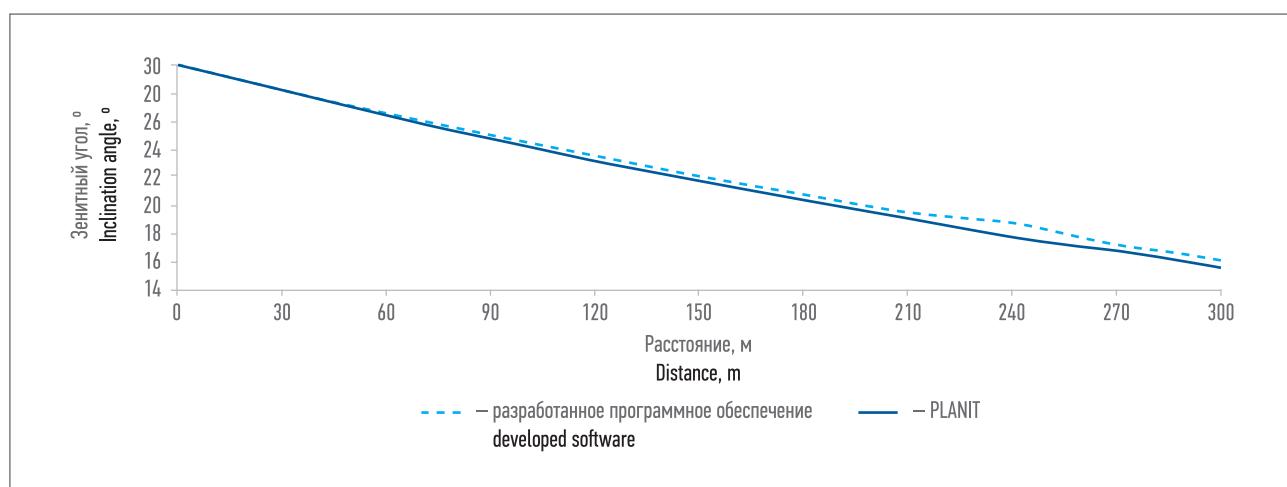


Рис. 12. Прогноз траектории движения бурильной колонны (осевая нагрузка 15 кН, четыре стабилизатора в конфигурации компоновки низа бурильной колонны на расстоянии 7, 19, 25, 40 м от долота)
Fig. 12 Forecast progress of drill string's path (axial load 15 kN, four stabilizers in bottom hole assembly configuration in 7, 19, 25, and 40 m from the bit)

бурильной колонны для типовой конфигурации КНБК, использующейся для уменьшения зенитного угла (рис. 12).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Получена математическая модель бурильной колонны, которая позволяет проводить численное моделирование процесса нагружения КНБК осевой нагрузкой при бурении. Программно реализована математическая модель

для определения направления движения бурильной колонны в процессе работы.

С помощью модели бурильной колонны можно оценивать напряженно-деформированные состояния КНБК внутри скважины. Рассчитанные значения деформаций бурильных труб в дальнейшем используются для определения возникающей на долоте боковой силы и углов перекоса бурильных труб вблизи долота. Эти характеристики

играют важную роль при расчетах направления движения бурильной колонны, поскольку представляют собой входные параметры модели взаимодействия долота со скважиной.

Результаты вычислительных экспериментов с использованием разработанного программного обеспечения, реализующего представленную математическую модель для анализа напряжено-деформированного состояния



КНБК, а также моделирующего взаимодействие бурильной колонны со скважиной, доказали высокую точность расчетов.

В процессе проектирования инженерам важно знать, в каком направлении сместятся КНБК при действии заданной осевой нагрузки на колонну. Для того

чтобы это определить, необходимо понимать, какая боковая сила будет действовать на долото, а также иметь информацию о характеристиках породы и буровой установки. Разработанное программное обеспечение позволяет рассчитать величину возникающей на долоте боковой силы и опреде-

лить предполагаемую траекторию движения бурильной колонны внутри скважины при всех заданных исходных параметрах.

Авторы планируют доработать представленную модель и программное обеспечение для решения следующих задач:

- прогнозирование пространственной траектории движения бурильной колонны во время бурения скважины при заданных исходных данных;
- автоматизированное проектирование КНБК по заданным инклинометрическим параметрам ствола на этапе разработки программ строительства скважин;
- формирование в режиме реального времени рекомендаций по составу КНБК, который обеспечит максимальную скорость бурения, отсутствие отклонений от плановой траектории ствола скважины и безопасность использования оборудования. ■

СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

List of symbols

α – зенитный угол <i>inclination angle</i>	\vec{E}_R – вектор результирующего направления движения долота <i>vector of the resulting direction of the bit</i>
α_{AF} – угол между векторами \vec{E}_F и \vec{E}_A <i>angle between \vec{E}_F and \vec{E}_A vectors</i>	\vec{F} – вектор внешних сил, действующих в узлах конечно-элементной аппроксимации конструкции <i>vector of outer forces acting in the finite element structure nodes</i>
α_{RD} – угол между векторами \vec{E}_R и \vec{E}_D <i>angle between \vec{E}_R and \vec{E}_D vectors</i>	$\exp(\vec{F}_{grav})$ – вектор сил собственного веса для бурильной трубы <i>deadweight vector of the drill pipe</i>
$\varepsilon = (u_i - u_0)/l$ – деформация стержневого элемента <i>rod element strain</i>	I_b – индекс анизотропии долота <i>index of bit anisotropy</i>
σ – напряжение, возникающее внутри стержневого элемента <i>stress inside the rod element</i>	I_f – индекс анизотропии породы <i>index of rock anisotropy</i>
A – площадь поперечного сечения элемента <i>cross-section area of the element</i>	L – длина бурильной трубы <i>drill pipe length</i>
D_b – диаметр долота <i>bit diameter</i>	l – длина элемента <i>element length</i>
D_e – внешний диаметр бурильных труб <i>outer diameter of drill pipes</i>	M – материал бурильных труб <i>drill pipe material</i>
D_i – внутренний диаметр бурильных труб <i>inner diameter of drill pipes</i>	P – вес бурильной трубы <i>drill pipe weight</i>
E – модуль жесткости элемента <i>element rigidity modulus</i>	p – первый узел балочного конечного элемента <i>the first node of beam finite element</i>
E_1 – модуль жесткости специального стержневого элемента, если его деформации лежат в допустимых пределах <i>rigidity modulus of special rod element if its strains are within the acceptable range</i>	q – второй узел балочного конечного элемента <i>the second node of beam finite element</i>
E_2 – модуль жесткости специального стержневого элемента, если его деформации выходят за допустимые пределы <i>rigidity modulus of special rod element if its strains exceed the acceptable range</i>	r_N – нормализованная эффективность бурения <i>normalized drilling efficiency</i>
\vec{E}_A – вектор перекоса бурильных труб близи долота <i>bend angle vector of drill pipes near the bit</i>	S – расстояние продвижения колонны <i>string progress</i>
\vec{E}_D – вектор нормали к залеганию породы <i>normal vector to rock bedding</i>	S_1 – осевая сила, действующая вдоль оси элемента, приложенная к первому элементу <i>the axial force acting along the element axis, applied to first element</i>
\vec{E}_F – вектор результирующей силы на долоте <i>vector of the resulting force on the bit</i>	S_2 – осевая сила, действующая вдоль оси элемента, приложенная ко второму элементу <i>the axial force acting along the element axis, applied to second element</i>

S_{p1} – осевая сила, действующая вдоль оси элемента, приложенная к его первому узлу the axial force acting along the element axis, applied to its first node	S_{p2} – поперечная сила, действующая перпендикулярно осевому направлению, приложенная к первому узлу элемента the lateral force acting perpendicular to the axial direction, applied to the first node of the element
S_{p3} – изгибающий момент, приложенный к первому узлу элемента the bending moment applied to the first node of the element	S_{p4} – осевая сила, действующая вдоль оси элемента, приложенная к его второму узлу the axial force acting along the element axis, applied to its second node
S_{p5} – поперечная сила, действующая перпендикулярно осевому направлению, приложенная ко второму узлу элемента	

S_{p6} – изгибающий момент, приложенный к второму узлу элемента the bending moment applied to the second node of the element	$ [S] $ – матрица жесткости конечно-элементной конструкции stiffness matrix of the finite element structure
\vec{s} – вектор узловых перемещений nodal displacement vector	
u_1 – перемещение первого узла элемента displacement of the first node of the element	
u_2 – перемещение второго узла элемента displacement of the second node of the element	

ЛИТЕРАТУРА

- Bourgoyne A.T., Millheim K.K., Chenevert M.E., Young F.S. *Applied drilling engineering*. Vol. 2. Richardson, TX, USA: SPE, 1986.
- Choe J., Schubert J., Juvkam-Wold H. Well-control analyses on extended-reach and multilateral trajectories // *SPE Drilling and Completion*. 2004; Vol. 20. No. 2. P. 101–108.
- Lubinski A., Woods H.B. Factors affecting the angle of inclination and dog-legging in rotary bore holes // *Drilling and Production Practice*. New York, NY, USA: American Petroleum Institute, 1953. P. 222–250.
- Warren T.M. Penetration rate performance of roller cone bits // *SPE Drill. Eng.* 1987. Vol. 2, No. 1. P. 9–18.
- Williamson J.S., Lubinski A. Predicting bottomhole assembly performance // *SPE Drill. Eng.* 1987. Vol. 2. No. 1. P. 13–20.
- Brett J.F., Gray J.A., Bell R.K., Dunbar M.E. A method of modeling the directional behavior of bottom hole assemblies including those with bent subs and downhole motors // Proc. IADC/SPE Drilling Conference. Dallas, TX, USA, 1986. SPE-14767-MS.
- Ho H.-S. Prediction of drilling trajectory in directional wells via a new rock-bit interaction model // Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, TX, USA, 1987. SPE-16658-MS.
- Lubinski A., Woods H.B. Use of stabilizers in controlling hole deviation // *Drilling and Production Practice*. New York, NY, USA: American Petroleum Institute, 1953. Vol. 4. P. 45–58.
- Гречин Е.Г., Овчинников В.П., Долгов В.Г. Расчеты неориентируемых компоновок для бурения наклонных и горизонтальных скважин. Тюмень: Нефтегазовый университет, 2006.
- Fisher F.J. Analysis of drill strings in curved boreholes // Proc. 49th Annual Fall Meeting SPE. Houston, TX, USA, 1974. SPE 5071.
- Millheim K.K., Jordan S., Ritter C.J. Bottom-hole assembly analysis using the finite-element method // *JPT*. 1978. Vol. 30. No. 2. P. 265–274.
- Millheim K.K., Apostol M.C. The effect of bottomhole assembly dynamics on the trajectory of a bit // *JPT*. 1981. Vol. 33. No. 12. P. 2323–2338.
- Heisig G., Cavallaro G., Jogi P., et al. Continuous borehole curvature estimates while drilling based on downhole bending moment measurements // Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, TX, USA, 2004. SPE-90794-MS.
- Воевидко И.В., Кочкодан Я.М., Васько А.И. Разработка методики определения бурового индекса анизотропии и оценка его влияния на пространственное ориентирование скважин // Вестник Белорусско-Российского университета. 2019. № 1 (62). С. 5–13.
- Przemieniecki J.S. *Theory of matrix structural analysis*. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1968.
- Wu A., Hareland G., Fazaelizadeh M. Torque and drag analysis using finite element method // *Mod. Appl. Sci.* 2011. Vol. 5. No. 6. P. 13–27.
- Nguyen K.-L., Tran Q.-T., Andrianoely M.A., et al. A rotordynamics model for rotary drillstring with nonlinear interactions in a 3D well // Proc. 10th International Conference on Rotor Dynamics. Rio de Janeiro, Brazil, 2018. P. 325–339.

REFERENCES

- Bourgoyne AT, Millheim KK, Chenevert ME, Young FS. *Applied Drilling Engineering*. Vol. 2. Richardson, TX, USA: SPE; 1986.
- Choe J, Schubert J, Juvkam-Wold H. Well-control analyses on extended-reach and multilateral trajectories. *SPE Drilling and Completion*. 2004; 20(2): 101–108.
- (3) Lubinski A, Woods HB. Factors affecting the angle of inclination and dog-legging in rotary bore holes. In: *API Drilling and Production Practice*, 1 January, New York, NY, USA. API; 1953. p. 222–250.
- Warren TM. Penetration rate performance of roller cone bits. *SPE Drilling Engineering*. 1987; 2(1): 9–18.
- Williamson JS, Lubinski A. Predicting bottomhole assembly performance. *SPE Drilling Engineering*. 1987; 2(1): 13–20.
- Brett JF, Gray JA, Bell RK, Dunbar ME. A method of modeling the directional behavior of bottom hole assemblies including those with bent subs and downhole motors. In: *SPE Proceedings of IADC/SPE Drilling Conference*, 9–12 February, Dallas, TX, USA. SPE; 1986.
- Ho H.-S. Prediction of drilling trajectory in directional wells via a new rock-bit interaction model. In: *SPE Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 27–30 September, Dallas, TX, USA. SPE; 1987.
- Lubinski A, Woods HB. Use of stabilizers in controlling hole deviation. In: *API Drilling and Production Practice*, 1 January, New York, NY, USA. Vol. 4. API; 1953. p. 45–58.
- (9) Гречин Е.Г., Овчинников В.П., Долгов В.Г. *Nonorientable Configuration Design for Angular and Horizontal Drilling*. Тюмень, Россия: Oil and Gas University [Нефтегазовый университет]; 2006. (In Russian)
- (10) Fisher FJ. Analysis of drill strings in curved boreholes. In: *SPE Proceedings of Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*, 6–9 October, Houston, TX, USA. SPE; 1974.
- Millheim KK, Jordan S, Ritter CJ. Bottom-hole assembly analysis using the finite-element method. *Journal of Petroleum Technology*. 1978; 30(2): 265–274.
- Millheim KK, Apostol MC. The effect of bottomhole assembly dynamics on the trajectory of a bit. *Journal of Petroleum Technology*. 1981; 33(12): 2323–2338.
- (13) Heisig G, Cavallaro G, Jogi P, et al. Continuous borehole curvature estimates while drilling based on downhole bending moment measurements. In: *SPE Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 26–29 September, Houston, TX, USA. SPE; 2004.
- (14) Воевидко IV, Kochkodan YaM, Vas'ko AI. Development of the technique for determining the drilling index of anisotropy and estimation of its effect on the spatial orientation of wells. *Bulletin of Belarusian–Russian University* [Вестник Белорусско–Российского университета]. 2019; 62(1): 5–13. (In Russian)
- (15) Przemieniecki JS. *Theory of Matrix Structural Analysis*. New York, NY, USA: McGraw-Hill; 1968.
- Wu A, Hareland G, Fazaelizadeh M. Torque and drag analysis using finite element method. *Modern Applied Science*. 2011; 5(6): 13–27.
- (17) Nguyen K-L, Tran Q-T, Andrianoely MA, et al. A rotordynamics model for rotary drillstring with nonlinear interactions in a 3D well. In: Cavalca KL, Weber HI (eds.) *Proceedings of the 10th International Conference on Rotor Dynamics*, 23–27 September 2018, Rio de Janeiro, Brazil. Springer; 2018. p. 325–339.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ МЕЖФАЗНОГО НАТЯЖЕНИЯ ОТ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПРИ ОБРАБОТКЕ БУРОВОГО РАСТВОРА ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ

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», vprodgornov@bk.ru

При депрессионном вскрытии продуктивных низкопроницаемых коллекторов, несмотря на отсутствие гидродинамической фильтрации, в пласт проникает вода в результате капиллярной пропитки, интенсивность которой определяется величиной поверхностного натяжения на границе водной и углеводородной фаз. Для регулирования межфазного натяжения в системе фильтрат – пластовой флюид буровые растворы обрабатывают поверхностно-активными веществами, однако их эффективность зависит от температуры и давления и в условиях забоя может изменяться. В работе представлены результаты исследований влияния термобарических условий на величину поверхностного натяжения водной фазы буровых растворов, обработанных различными поверхностно-активными веществами. Выявлены закономерности изменения силы межфазного натяжения в зависимости от внешних условий и найдена добавка, оказывающая на него существенное влияние при низкой концентрации (от 0,1 об. %).

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МЕЖФАЗНОЕ НАТЯЖЕНИЕ, КАПИЛЛЯРНАЯ ПРОПИТКА, ДЕПРЕССИОННОЕ ВСКРЫТИЕ, ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ, ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНОЕ ВЕЩЕСТВО.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

В практике бурения скважин, особенно при вскрытии продуктивных коллекторов, для регулирования межфазного натяжения используют поверхностно-активные вещества (ПАВ). В рекомендуемых рецептурах модификации буровых растворов с помощью ПАВ чаще всего не учтены термобарические условия на забое скважины, и получаемый в итоге результат не всегда соответствует ожиданиям.

Особенно важно знать фактические значения межфазного натяжения при исследовании физико-химических процессов, происходящих при первичном вскрытии пласта в ходе формирования зоны проникновения фильтратов буровых растворов. В низкопроницаемых газонасыщенных коллекторах скорость капиллярной пропитки

в ряде случаев соизмерима со скоростью проникновения раствора при гидродинамической фильтрации [1]. Известно, что скорость продвижения фронта пропитки зависит от капиллярного давления, величина которого, в свою очередь, определяется межфазным натяжением [2].

Чаще всего проникновение фильтрата бурового раствора в пласт исследуют при бурении на репрессии со стороны ствола скважины. В этом случае сложно оценить вклад физико-химических процессов в формирование зоны проникновения. Отдельные исследователи, изучая этот процесс при бурении на равновесии или депрессии [3], регистрируют снижение загрязнения продуктивного пласта фильтратом бурового раствора и отмечают при этом

роль водной фазы, проникающей под действием капиллярных сил в призабойную зону.

С помощью геофизических измерений удельного сопротивления в призабойной зоне коллектора через определенные промежутки времени можно определить интенсивность капиллярной пропитки при бурении на равновесии и депрессии в реальных условиях. В [4] приведена методика оценки интенсивности капиллярной пропитки с точностью, сопоставимой с данными каротажа.

Низкопроницаемые пласти гораздо более чувствительны к воздействию физико-химических явлений, вызывающих их прорваждение, в результате глубина поврежденной за счет капиллярной пропитки зоны может быть существенной и зачастую пре-

S.O. Borozdin, National University of Oil and Gas «Gubkin University» (Moscow, the Russian Federation),
borozdin.s@gubkin.ru

V.M. Podgornov, PhD in Engineering, Professor, National University of Oil and Gas «Gubkin University»,
vpodgornov@bk.ru

Experimental determination of the dependence of interfacial tension on pressure-and-temperature conditions in conditioning a drilling mud with surfactants

Drawdown drilling in a producing low-permeable reservoir lets the water into the formation despite there is no hydrodynamic filtering. This occurs due to the capillary imbibition, whose intensity depends on surface tension on the water/hydrocarbon interface. To regulate the interfacial tension in the filtrate/formation fluid system, it is common to condition drilling muds with surfactants. However, the surfactants' efficiency depends on the temperature and may change in the bottom-hole conditions. The paper provides the results of the research on the effect of pressure-and-temperature conditions on water phase surface tension in drilling muds conditioned with different surfactants. The study reveals the change patterns of interfacial tension depending on external conditions and the agent that significantly affects the interfacial tension at low concentrations (min 0.1 vol.%).

KEYWORDS: INTERFACIAL TENSION, CAPILLARY IMBIBITION, DRAWDOWN DRILLING-IN, PRESSURE-AND-TEMPERATURE CONDITIONS, SURFACTANT.

вышать глубину перфорационных отверстий [5].

Важно оценивать и при необходимости регулировать степень капиллярной пропитки продуктивного коллектора фильтратом бурового раствора для управления процессом формирования зоны его проникновения. В этих целях используют определенные ПАВ, с помощью которых можно менять капиллярную активность. Капиллярное давление, определяющее скорость капиллярной пропитки, зависит от радиуса поровых каналов, угла смачивания и межфазного натяжения.

Основные факторы, влияющие на величину межфазного натяжения между углеводородами и пластовой водой в продуктивных пластах, можно обобщить следующим образом.

Температура. Повышение температуры приводит к уменьшению межфазного натяжения.

Давление. При росте давления межфазное натяжение снижается.

Газ, растворенный в нефти и воде. Чем больше его концентрация при давлении выше точки кипения нефти, тем ниже межфазное натяжение. При давлении ниже точки кипения зависимость обратная.

Вязкость. При уменьшении разницы величин вязкости нефти и воды межфазное натяжение снижается.

Плотность. Чем ближе значения плотности нефти и воды, тем меньше межфазное натяжение. Поскольку плотность и вязкость, как правило, снижаются симбатично, функциональные зависимости между ними и межфазным натяжением аналогичны.

Поверхностно-активные вещества. Величина межфазного натяжения зависит от активности ПАВ в реальных условиях.

Таким образом, чтобы регулировать скорость капиллярной пропитки, необходимо подобрать ПАВ для конкретных фактических пластовых условий с учетом величины межфазного натяжения.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Влияние температуры и давления на величину поверхностного натяжения водной фазы буровых растворов, обработанных ПАВ, изучали с использованием прибора DSA100 (KRÜSS GmbH, Германия) [6]. Его основные преимущества – высокая точность, широкий диапазон доступных термобарических условий, возможность сохранять фотографии капель. Для расчета поверхностного и межфазного натяжения в приборах этой серии определяется краевой угол с помощью метода висящей капли [7]. Со стандартным оптическим оборудованием допустимый диапазон измерений составляет

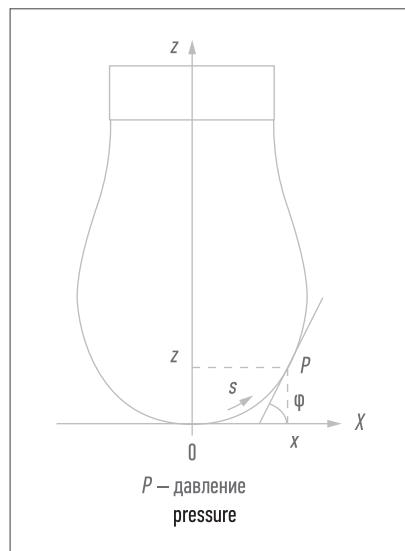


Рис. 1. Параметры висящей капли
Fig. 1. Pendant drop parameters

0,1–100 мН/м. Прибор DSA100 поставляется вместе с программным обеспечением DSA1, которое позволяет определять поверхностное натяжение жидкости на основе формы и размера висящей или лежащей капли [8].

Поскольку сила межфазного натяжения направлена на минимизацию площади поверхности, в отсутствие гравитации капля принимает идеальную сферическую форму. В поле всемирного тяготения и при фиксации верхней части капли она вытягивается вдоль оси действия силы гравитации. Согласно уравнению Лапласа

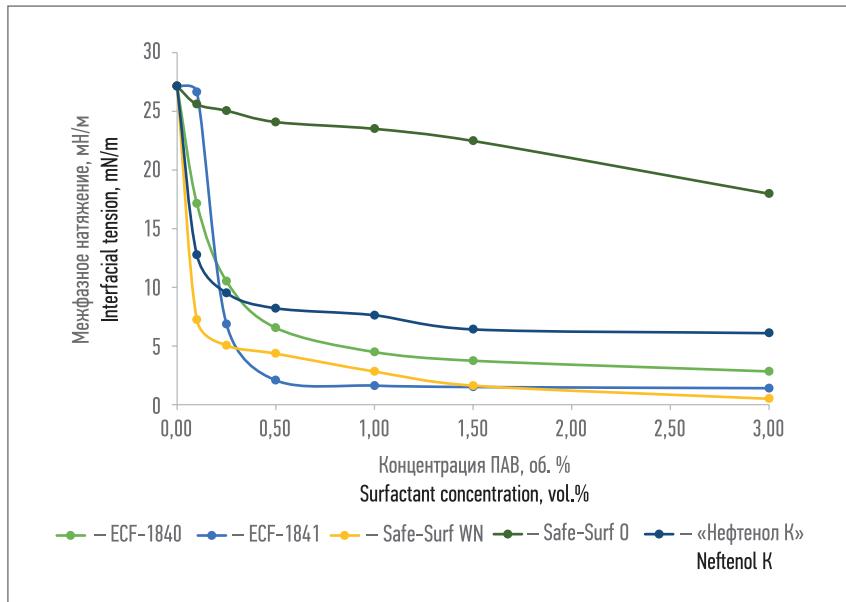


Рис. 2. Зависимость межфазного натяжения от объемной концентрации ПАВ при атмосферных условиях
Fig. 2. Dependence of interfacial tension on the volume concentration of surfactant at atmospheric conditions

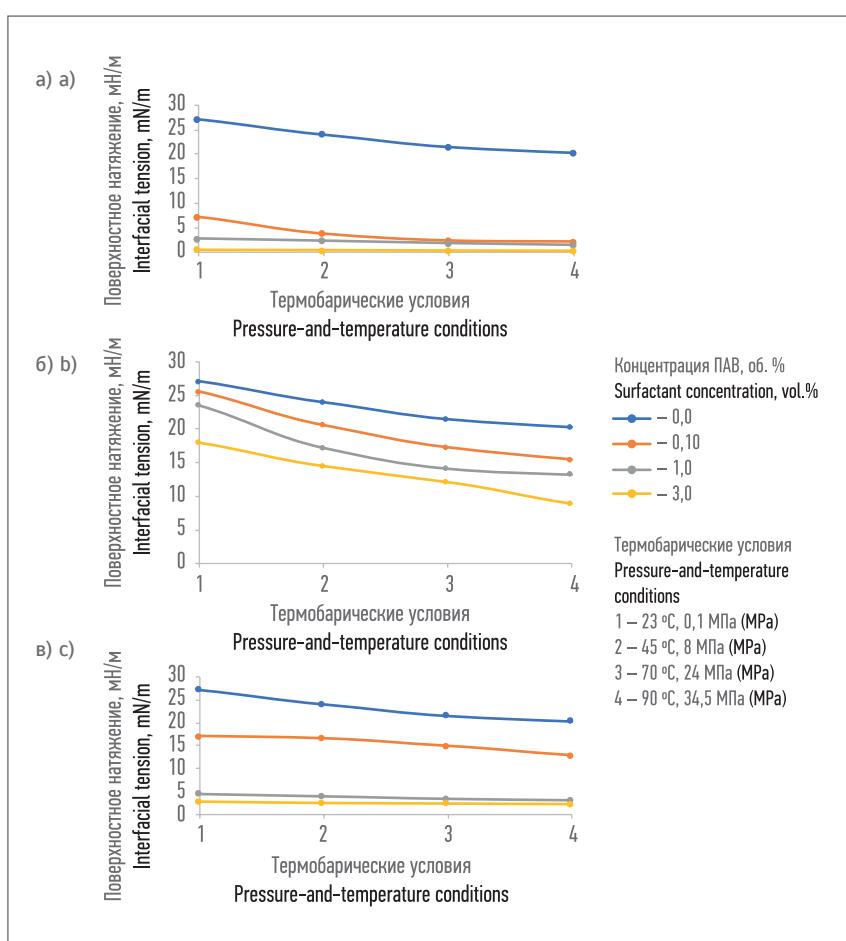


Рис. 3. Зависимость межфазного натяжения от давления, температуры и концентрации ПАВ: а) Safe-Surf WN; б) Safe-Surf 0; в) ECF-1840
Fig. 3. Dependence of interfacial tension on pressure, temperature, and surfactant concentration: a) Safe-Surf WN; b) Safe-Surf 0; c) ECF-1840

давление, действующее на каплю, зависит от радиуса кривизны ее контура (рис. 1).

Зная величину давлений, действующих на кончик капли и другие ее точки, можно рассчитать значение поверхностного натяжения жидкости. Для этой цели фиксируют форму капли и с помощью уравнения Лапласа рассчитывают межфазное натяжение σ :

$$\sigma = \Delta P \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right)^{-1}, \quad (1)$$

где ΔP – разница давлений; r_1, r_2 – основные радиусы кривизны контура капли.

В качестве углеводородной фазы в экспериментах использовали керосин «ТС-1». Фильтрат бурового раствора моделировали с помощью дистиллированной воды с добавлением ПАВ различных типов:

- ECF-1840 (содержит бутоксиэтанол, лимонную кислоту, нефтяные дистилляты и алкильный эфир кукурузного сахара);
- ECF-1841 (содержит алкильный эфир кукурузного сахара);
- Safe-Surf 0 (гидрофилизатор, растворяет нефть);
- Safe-Surf WN (2,2'-оксидиэтанол, используется при обработке ствола для лучшего сцепления цементного камня с породой и металлом обсадной колонны);
- «Нефтенол К» (многокомпонентная смесь анионных и катионных ПАВ разного химического строения).

Результаты экспериментов суммированы на рис. 2. Наиболее заметно межфазное натяжение снижают добавки Safe-Surf WN и ECF-1841, содержащие большее количество алкильного эфира кукурузного сахара. В наименьшей степени поверхностное натяжение уменьшают Safe-Surf 0 и «Нефтенол К».

При исследовании влияния температуры и давления на межфазное натяжение моделировали термобарические условия, типичные для промыслов Западной Сибири. Согласно полученным данным (рис. 3) из исследованных ПАВ

наиболее эффективен Safe-Surf WN, поскольку он уже при концентрации 0,1 об. % снижает межфазное натяжение при изученных сочетаниях термобарических условий и может активно влиять на процесс капиллярной пропитки.

На рис. 4 показаны форма и размер капли при изменении концентрации Safe-Surf WN, температуры и давления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При исследовании кинетики капиллярной пропитки призабойной зоны пласта гранулярных газонасыщенных коллекторов необходимо учитывать зависимость поверхностного натяжения на границе углеводородной фазы с фильтратом бурового раствора от термобарических условий в скважине.

Экспериментально показано, что добавка к буровому раствору – ПАВ Safe-Surf WN – при низкой концентрации 0,1 об. %, давлении 8–4,5 МПа и температуре 45–90 °C снижает величину поверхностного натяжения до 4 мН/м и менее. ■

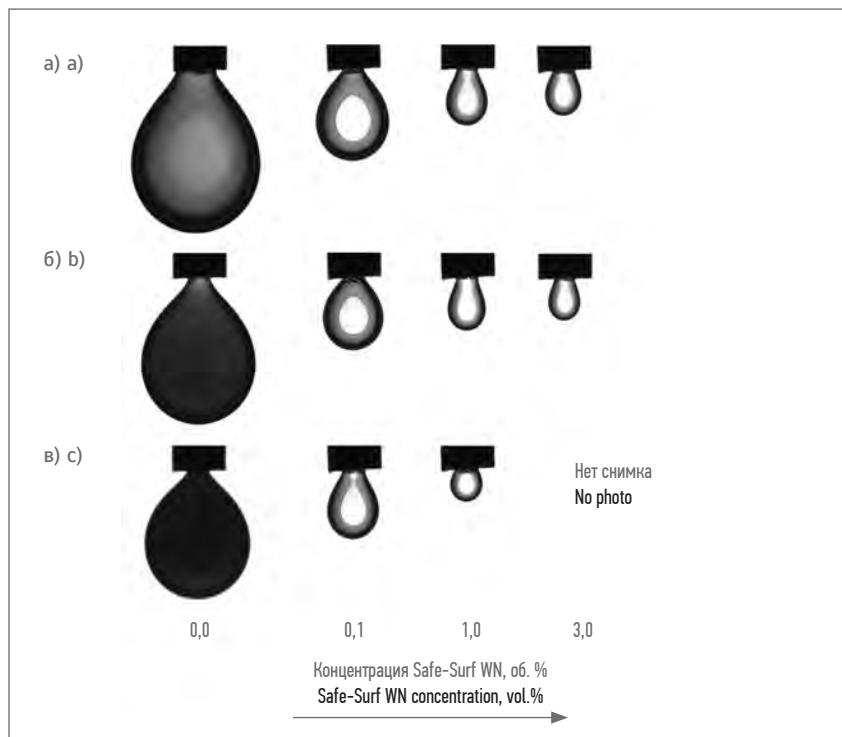


Рис. 4. Фотографии капель модели системы углеводороды – буровой раствор при различной концентрации Safe-Surf WN: а) температура 45 °C, давление 8 МПа; б) температура 70 °C, давление 24 МПа; в) температура 90 °C, давление 34,5 МПа
Fig. 4. Drop photographs of hydrocarbons/drilling mud system model at different concentrations of Safe-Surf WN: a) temperature 45 °C, pressure 8 MPa; b) temperature 70 °C, pressure 24 MPa; c) temperature 90 °C, pressure 34.5 MPa

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. Al-Ameri A., Gamadi T., Watson M. The impact of the fracturing fluid spontaneous imbibition on the petrophysical properties of low permeability reservoirs // SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. Lafayette, LA, USA, 2018. SPE-189570-MS
3. Хомейнізаде М., Шахбазі Х., Шадізаде С.Р. Экспериментальное исследование повреждений в трещиноватых коллекторах (обусловленных самопроизвольным впитыванием) при бурении на депрессии // Нефтегазовое дело. 2013. Т. 11. № 3. С. 18–25.
4. Кашеваров А.А., Ельцов И.Н., Гладких М.Н. и др. Формирование зоны проникновения по данным натурного эксперимента // Каротажник. 2009. № 4 (181). С. 109–119.
5. Кошев В.Н., Шишков С.Н. Обеспечение качественного вскрытия продуктивных пластов в условиях аномально низких пластовых давлений // Нефтяное хозяйство. 2007. № 6. С. 38–42.
6. KRÜSS GmbH. Intuition at first glance. Advance software [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.kruss-scientific.com/fileadmin/user_upload/website/brochures/kruss-bro-advance-en.pdf (дата обращения: 29.07.2020).
7. KRÜSS GmbH. Drop Shape Analyzer – DSA100 [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.kruss-scientific.com/products/drop-shape-dsa100/drop-shape-analyzer-dsa100/?gclid=Cj0KCQiAyKrxBRDHARIaAKCzn8z0aK631HhU9Gr7DB4u6AEExj7RIfzy_z2tAwfAxdxDts2TDaFIDBM0aAtEBeALw_wCB (дата обращения: 29.07.2020).
8. KRÜSS GmbH. Drop Shape Analyzer DSA100. Installation and operation [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.manualslib.com/manual/1382270/Kruss-Dsa100.html#manual> (дата обращения: 29.07.2020).

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) Al-Ameri A, Gamadi T, Watson M. The impact of the fracturing fluid spontaneous imbibition on the petrophysical properties of low permeability reservoirs. In: SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, 7–9 February, Lafayette, LA, USA. SPE; 2018.
- (3) Homayounizadeh M, Shahbazi Kh, Shadizadeh SR. The experimental study of formation damage during underbalanced drilling caused by spontaneous imbibition in fractured reservoirs. *Oil and Gas Business [Neftegazovoe delo]*. 2013; 11(3): 18–25. (In Russian)
- (4) Kashevarov AA, Yeltsov IN, Gladikh MN, et al. Invasion zone formation based on the field experiment. *Well Logger [Karotazhnik]*. 2009; 18(4): 109–119. (In Russian)
- (5) Koshelev VN, Shishkov SN. Ensuring high-quality drilling in reservoirs at anomalously low formation pressures. *Oil Industry [Neftyanoe khozyajstvo]*. 2007; (6): 38–42. (In Russian)
- (6) KRÜSS. *Intuition at first glance. Advance software*. Available from: https://www.kruss-scientific.com/fileadmin/user_upload/website/brochures/kruss-bro-advance-en.pdf [Accessed: 29 July 2020].
- (7) KRÜSS. *Drop Shape Analyzer–DSA100*. Available from: https://www.kruss-scientific.com/products/drop-shape-dsa100/drop-shape-analyzer-dsa100/?gclid=Cj0KCQiAyKrxBRDHARIaAKCzn8z0aK631HhU9Gr7DB4u6AEExj7RIfzy_z2tAwfAxdxDts2TDaFIDBM0aAtEBeALw_wCB [Accessed: 29 July 2020].
- (8) KRÜSS. *Drop Shape Analyzer DSA100. Installation and operation*. Available from: <https://www.manualslib.com/manual/1382270/Kruss-Dsa100.html#manual> [Accessed: 29 July 2020].

ВЛИЯНИЕ РАБОТЫ УГЛОВОГО РЕГУЛЯТОРА ДАВЛЕНИЯ НА ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ТРУБОПРОВОДА ОБВЯЗКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СКВАЖИНЫ

УДК [004.942+001.891.53]:620.19::622.279.23

И.Н. Шустов, ООО «Газпром добыча Уренгой» (Новый Уренгой, РФ), i.n.shustov@gd-urengoy.gazprom.ru

В.В. Москаленко, ООО «Газпром добыча Уренгой», v.v.moskalenko@gd-urengoy.gazprom.ru

А.Д. Юсупов, ООО «Газпром добыча Уренгой», a.d.yusupov@gd-urengoy.gazprom.ru

И.Р. Хайруллин, ООО «Газпром добыча Уренгой», i.r.khayrullin@gd-urengoy.gazprom.ru

Ю.Ю. Соловьев, ООО «Газпром добыча Уренгой», yu.yu.solovev@gd-urengoy.gazprom.ru

Цель исследования – оценка влияния работы углового регулятора давления на техническое состояние трубопровода обвязки газоконденсатной скважины. Для ее достижения были сформулированы следующие задачи.

Изучение влияния гидродинамического режима потока пластовой смеси при его дросселировании угловым регулятором давления на формирование и поддержание защитной адсорбционной пленки ингибитора на внутренней поверхности трубопровода обвязки скважины после регулятора. Доказательство или опровержение наличия участков на внутренней поверхности трубопровода после регулятора, где возможно интенсивное протекание коррозии за счет срыва и уноса ингибиторной пленки при различных режимах работы регулятора.

Объекты исследования – угловой регулятор давления, установленный на фонтанной елке, и участок трубопровода рабочей струны обвязки эксплуатационной газоконденсатной скважины второго лицензионного участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

Для решения поставленных задач разработана методика оценки влияния режима функционирования регулятора на эффективность ингибиторной защиты расположенного за ним участка трубопровода. Методика включает следующие основные этапы: моделирование фазовых состояний добываемого флюида, твердотельное моделирование объектов исследования и лабораторного стенда, автоклавные испытания, гидродинамическое моделирование методом конечных объемов и анализ полученных результатов.

Определено, что во всем диапазоне работы регулятора на внутренней поверхности трубопровода обвязки присутствуют локальные участки с высокими значениями касательных напряжений на стенке, на которых не обеспечиваются благоприятные условия для формирования ингибиторной пленки. На основании полученных данных сформированы рекомендации по коррозионно-стойкому исполнению внутренних поверхностей трубопровода обвязки скважин за регулятором. Рекомендации направлены в проектную организацию для учета при строительстве скважин новых участков разработки ачимовских отложений. Полученные результаты исследований необходимо принимать во внимание при формировании планов и объемов работ по диагностике технического состояния трубопроводов обвязки скважин.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ДОБЫЧА ГАЗА, ТРУБОПРОВОД ОБВЯЗКИ СКВАЖИНЫ, АВТОКЛАВ С ВРАЩАЮЩЕЙСЯ КЛЕТКОЙ, КОРРОЗИЯ, ИНГИБИТОР, ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ГИДРОДИНАМИКА, КАСАТЕЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ НА СТЕНКЕ.

Коррозия – актуальная проблема в топливно-энергетическом комплексе, и особенно в нефтегазовом секторе, где распространено применение в качестве конструкционных материалов относительно недорогих низколегированных и углеродистых сталей. В РФ

потери от коррозии составляют до 12 % общей массы металлофонда, что соответствует утрате до 30 % ежегодно производимого металла [1]. В настоящее время данной проблеме уделяется особое внимание, что связано с разработкой глубокозалегающих пластов

газоконденсатных месторождений, характеризующихся аномально высокими термобарическими параметрами и наличием в составе добываемого продукта коррозионно-агрессивных компонентов [2, 3].

В частности, при освоении ачимовских отложений возникла про-

I.N. Shustov, Gazprom dobycha Urengoy LLC (Novy Urengoy, the Russian Federation),

i.n.shustov@gd-urengoy.gazprom.ru

V.V. Moskalenko, Gazprom dobycha Urengoy LLC, v.v.moskalenko@gd-urengoy.gazprom.ru

A.D. Yusupov, Gazprom dobycha Urengoy LLC, a.d.yusupov@gd-urengoy.gazprom.ru

I.R. Khayrullin, Gazprom dobycha Urengoy LLC, i.r.khayrullin@gd-urengoy.gazprom.ru

Yu.Yu. Solovev, Gazprom dobycha Urengoy LLC, yu.yu.solovev@gd-urengoy.gazprom.ru

The effect of an elbow pressure governor on the technical condition of gas-condensate well piping

The study aims to evaluate the effect of an elbow pressure governor on the technical condition of gas-condensate well piping. To achieve this, we have formulated some tasks described below.

The first one is to study the hydrodynamic conditions of formation fluid flow when throttling it by elbow pressure governor to form and maintain a protective adsorptive inhibitor film on the inner surface of piping downstream the governor.

The second task is to prove or disprove the existence of intensely corroding sections on the inner surface of piping, due to breakdown and carryover of inhibitor film at different operation modes of the governor.

The research subjects are the elbow pressure governor installed on a Christmas-tree and pipeline section of operating string of producing gas-condensate well at the second licensed section of Achimov deposits, Urengoyskoye oil, gas, and condensate field. To resolve the tasks in hand, we have developed a method for evaluating the effect of the governor on the effectiveness of inhibitor protection of the pipeline section downstream. The method includes the following stages: phase simulation of produced fluid, solid modeling of research subjects and laboratory bench, autoclave expansion, flow simulation by finite volume method, and analysis of results obtained.

It is determined that within the entire scale range of the governor, there are local wall sections with high shear stresses, where the conditions impede the formation of the protective film. Based on these findings, we have set out some recommendations on the corrosion-resistant configuration of inner surfaces of well piping downstream the governor. The recommendations are sent to a specialized institution to account in well construction in new development sections of Achimov deposits. It is essential to consider the study results when developing the plans and scopes related to diagnostics of well piping technical conditions.

KEYWORDS: GAS PRODUCTION, WELL PIPING, ROTATING CAGE AUTOCLAVE, CORROSION, INHIBITOR, COMPUTATIONAL HYDRODYNAMICS, WALL SHEAR STRESS.



блема, связанная с интенсивной углекислотной коррозией трубопроводов и оборудования системы сбора газа [4]. На основании опыта эксплуатации и результатов диагностики технического состояния трубопроводов системы сбора газа [5] установлено, что коррозионные повреждения наиболее активно развиваются в трубопроводе ра-

бочей струны обвязки газоконденсатной скважины на участке протяженностью до 2,5 м от углового регулятора давления (УРД) фонтанной арматуры (ФА) обвязки устья.

Согласно результатам анализа мировой практики основной эффективный метод защиты устьевого оборудования и трубопроводов си-

стемы сбора газа и газового конденсата от углекислотной коррозии – постоянная подача ингибитора коррозии пленочного типа [6–8]. Его принцип действия основан на образовании прочной защитной пленки, которая препятствует контакту агрессивной среды с поверхностью металла. Эффективность ингибитора определяется его

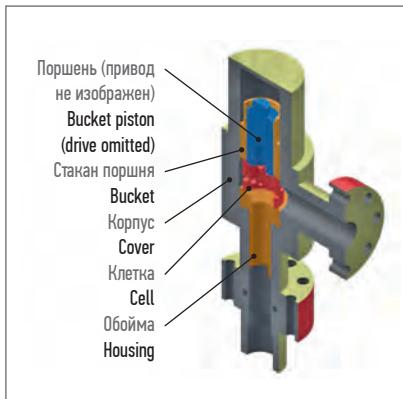


Рис. 1. Схема углового регулятора давления
Fig. 1. Diagram of elbow pressure governor

способностью формировать защитный слой путем адсорбции молекул на поверхности металла и устойчивостью образовавшейся пленки на протяжении длительного времени. Нарушение сплошности защитного слоя, как правило, приводит к развитию интенсивной локальной коррозии на оголенных участках [9].

Согласно литературным данным основная причина повреждения ингибиторной пленки – гидродинамический режим потока в трубопроводе [10–12], а именно создаваемые потоком касательные напряжения на стенке (КННС). Эти механические силы, превышающие силы связи адсорбированных молекул ингибитора с поверхностью, могут нарушить сплошность защитного слоя [13, 14].

Известны исследования влияния скорости потока на скорость коррозии [13, 15]. Согласно стандарту [16] повышение скорости коррозии при изменении скорости ламинарного потока происходит в релейном режиме: до некоторого значения ее величина существенно не увеличивается по сравнению со статическими условиями; при превышении этого значения коррозия заметно ускоряется за счет коррозионно-эрзационного разрушения. При турбулентном режиме течения корреляция скоростей

коррозии и потока становится менее очевидной [17]: интенсивность коррозионных разрушений более точно характеризуется создаваемыми потоком КННС внутренней поверхности трубопровода [12, 18].

При отсутствии ингибиторной защиты и высоких значениях КННС продукты коррозии непрерывно удаляются и свежая поверхность металла подвергается воздействию среды, что, как и в случае нарушения сплошности ингибиторной пленки, приводит к повышению локальной скорости коррозии [17].

Следует отметить, что двухфазный газожидкостный поток по сравнению с однофазным газовым при одинаковой скорости характеризуется существенно более высокими значениями создаваемых КННС [13, 19]. Кроме того, в различных исследованиях определены разные пороговые в отношении срыва ингибиторной пленки значения КННС. Согласно [17, 20, 21] величина КННС, при ко-

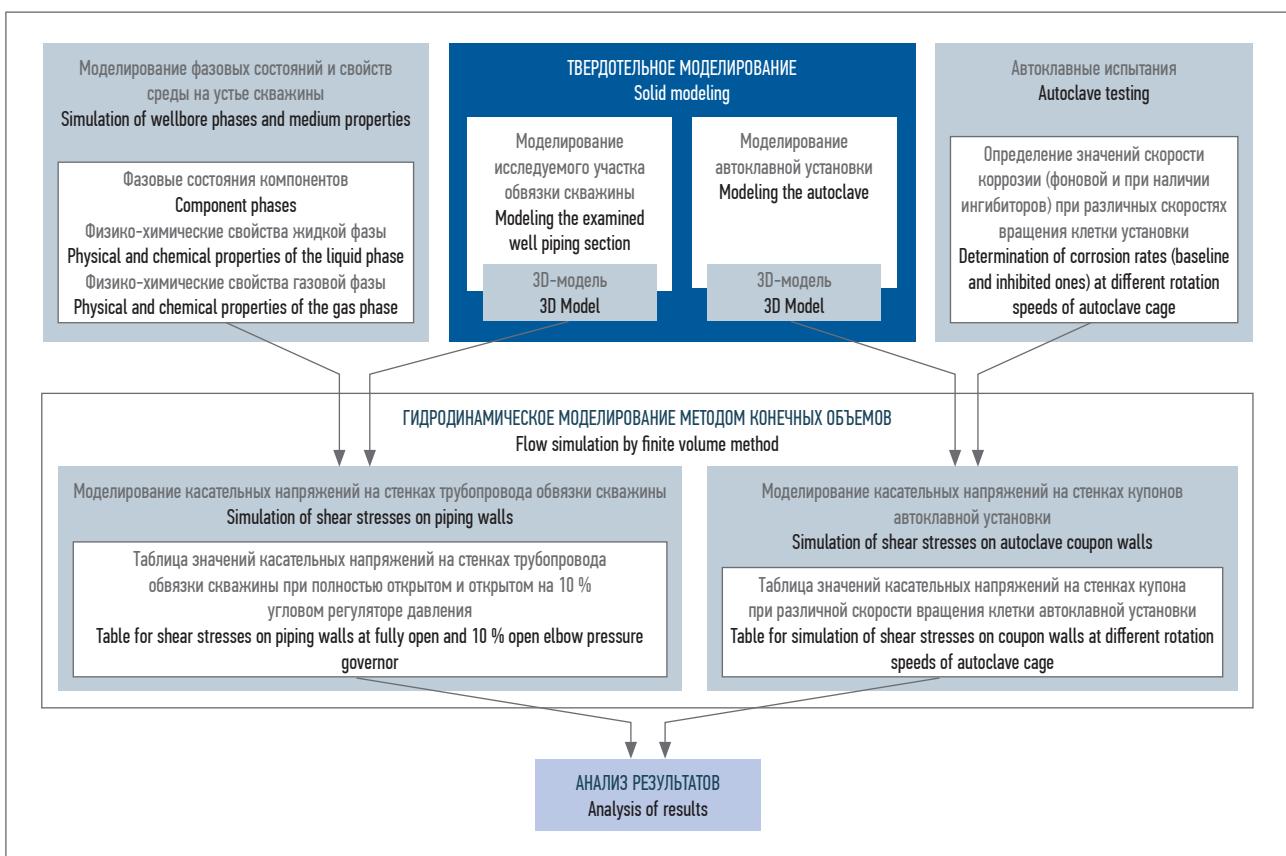


Рис. 2. Методика оценки влияния работы углового регулятора давления на эффективность ингибиторной защиты
Fig. 2. Method for evaluating the effect of elbow pressure governor on the inhibitor protection performance

Таблица 1. Компонентный состав добываемого флюида
Table 1. Composition of the produced fluid

Компонент Component	Метан Methane	Этан Ethane	Пропан Propane	i-Бутан Isobutane	n-Бутан n-Butane	Углеводороды C ₅₊ C ₅₊ Hydrocarbons	Углекислый газ Carbon dioxide	Азот Nitrogen
Содержание, мол. % Content, mol. %	79,52	7,83	3,98	0,90	1,17	4,68	0,88	0,19

Таблица 2. Параметры работы исследуемой скважины
Table 2. Operation parameters of the examined well

Параметр Parameter	Температура на входе в угловой дроссель, °C Elbow throttler inlet temperature, °C	Массовый расход флюида, кг/с Fluid mass flow rate, kg/s	Давление на входе в угловой дроссель, МПа Elbow throttler inlet pressure, MPa
Значение Value	59,4	3,05	27,1

торой скорость коррозии становится выше 0,1мм/г., варьируется в широких пределах. Конкретное значение зависит от свойств ингибитора, поэтому эффективность каждого ингибитора следует изучать в индивидуальных рабочих условиях конкретного участка трубопровода.

Дросселирование пластовой смеси с помощью УРД осуществляется посредством изменения проходного сечения регулятора: при вращении маховика поршень совершает возвратно-поступательное движение относительно дросселирующей клетки и открывает ряд ее отверстий (рис. 1). В результате после прохождения УРД образуется двухфазный поток и повышается его скорость, т. е. формируются условия, способствующие интенсивной коррозии, что подтверждается практикой выявления наибольших коррозионных повреждений на участках после УРД.

В связи с тем, что планируемыми проектными решениями для защиты от коррозии объектов освоения второго лицензионного участка ачимовских отложений предусматривается система противокоррозионной защиты с постоянной подачей ингибитора на устье скважины, в рамках данного исследования были поставлены следующие задачи:

- изучить влияние работы УРД на эффективность ингибиторной

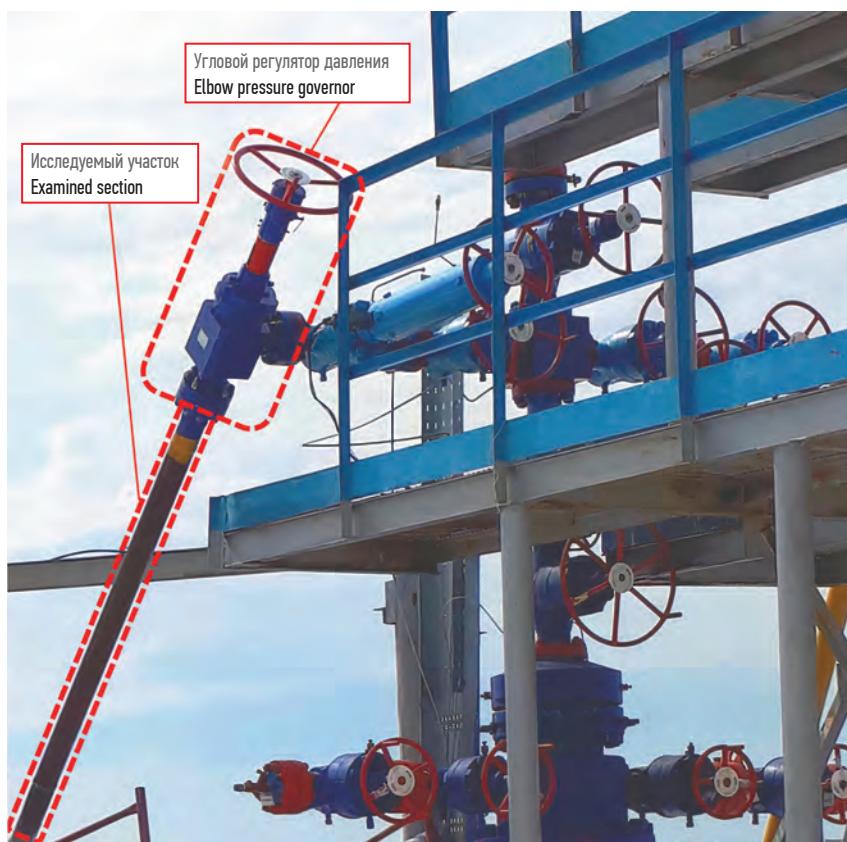


Рис. 3. Фонтанная елка исследуемой скважины и трубопровода ее обвязки
Fig. 3. Christmas-tree of the examined well and piping

защиты на участке трубопровода после УРД;

- доказать или опровергнуть наличие участков на внутренней поверхности трубопровода после УРД, на которых интенсивно протекает коррозия за счет срыва и уноса ингибиторной пленки при различных режимах работы УРД.

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Для решения поставленных задач разработали методику оценки влияния работы УРД на эффективность ингибиторной защиты участка трубопровода, расположенного после него (рис. 2). Она основана на применении виртуально-экспериментального стенда, позволяющего без проведения

Таблица 3. Характеристики автоклавной установки
Table 3. Characteristics of the autoclave

Диаметр автоклава, м Autoclave diameter, m	Диаметр окружности, описываемой купонами, м Diameter of the circle circumscribed by the coupons, m	Максимальная температура, °C Max temperature, °C	Максимальное давление, МПа Max pressure, MPa	Частота вращения, об/мин Rotation speed, r/min		Число купонов, шт. Number of coupons, pieces	Площадь купона, м ² Coupon area, m ²
				минимальная min	максимальная max		
0,09	0,08	300	35	60	1700	6	1,38·10 ⁻³

Таблица 4. Условия эксперимента
Table 4. Test conditions

Среда Medium	Дозировка ингибитора, мг/л Inhibitor dosage, mg/l	Срок экспозиции купонов, ч Coupon exposure time, h	Температура, °C Temperature, °C	Рабочее давление, МПа Operating pressure, MPa	Парциальное давление CO ₂ , МПа CO ₂ partial pressure, MPa	Частота вращения клетки, об/мин Cage rotation speed, r/min
Модельная вода без ингибитора Model water with no inhibitor	–					
Модельная вода с ингибитором 1 Model water with inhibitor 1		6	60	0,5	0,3	60, 400, 800, 1200, 1700
Модельная вода с ингибитором 2 Model water with inhibitor 2	100					

фактических испытаний на действующих трубопроводах получить рекомендации об эффективности конкретного ингибитора коррозии при любых заданных условиях.

В качестве объекта апробации разработанной методики выбрали газоконденсатную скважину № 2114 ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, на которой зафиксирована с применением гравиметрических купонов одна из наибольших по фонду скважин скоростей коррозии: 1,2 мм/г. (средняя скорость коррозии по фонду составляет 0,3 мм/г.). В рамках представленной работы исследовали участок трубопровода обвязки газоконденсатной скважины, расположенный непосредственно после УРД (рис. 3).

Первый этап методики заключается в уточнении физико-химических свойств жидкой и газовой фаз добываемого продукта, а также в определении их количественного

соотношения. Для этого в программной системе «ГазКондНефть» (ООО «Научно-техническая фирма ТЕРМОГАЗ») рассчитали фазовые состояния компонентов флюида на участке до УРД с использованием уравнения состояния Пенга – Робинсона. Исходными данными для моделирования стали компонентно-фракционный состав флюида, определенный с помощью газоконденсатных исследований (табл. 1), и параметры работы исследуемой скважины (табл. 2).

Одновременно в системе автоматизированного проектирования построили трехмерную твердотельную модель исследуемого участка, включая УРД и примыкающий к нему трубопровод. Геометрические размеры задали согласно конструкторской документации, в некоторых случаях самостоятельно провели необходимые измерения. Построенная модель позволяет регулировать положение поршня УРД в требуе-

мом диапазоне – от полностью открытого до полностью закрытого.

Также в системе автоматизированного проектирования построили твердотельную модель автоклавной установки с вращающейся клеткой. С ее помощью рассчитали возникающие КНС купонов методом конечных объемов.

В автоклавной установке (рис. 4, табл. 3) экспериментально определили скорость коррозии при различных гидродинамических режимах (скоростях вращения клетки), а также защитную эффективность двух марок ингибиторов коррозии, применяемых на объектах ООО «Газпром добыча Уренгой», в условиях, приближенных к реальным. Установка позволяет измерять скорость коррозии при регулируемых значениях давления и температуры (верхняя граница указана в табл. 3) и дает возможность насыщения испытуемой среды различными газами. В рамках данного исследования

Таблица 5. Состав модельной среды, имитирующей пластовую воду
Table 5. Composition of the model medium that imitates formation fluid

Компонент Component	Na_2SO_4	NaHCO_3	$\text{CaCl}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$	MgCl_2	NaCl	KCl	Общая минерализация Total dissolved solids
Содержание, г/ м^3 Contents, g/ m^3	0,345	0,0417	0,0302	0,0101	0,7335	0,091	1,3085

Таблица 6. Физико-химические свойства жидкой и газовой фаз, рассчитанные в программной системе «ГазКондНефть»
Table 6. Physical and chemical properties of liquid and gas phases calculated in GasCondOil software system

Фаза Phase	Объемная доля Volume fraction	Плотность, кг/ м^3 Density, kg/ m^3	Энталпия, МДж/кг Enthalpy, MJ/kg	Энтропия, Дж/(кг·К) Entropy, J/(kg·K)	Теплоемкость, Дж/(кг·К) Heat capacity, J/(kg·K)	Теплопроводность, Вт/(м·К) Heat conductivity, W/(m·K)	Фактор сжимаемости Compressibility factor	Кинематическая вязкость, мм 2 /с Kinematic viscosity, mm 2 /s	Ацентрический фактор Acentric factor
Жидкая Liquid	0,075	616,8	2,6	13 563	2223	0,6000	1,148	34,1	–
Газовая Gas	0,925	329,1	3,9	23773	3072	0,0332	0,821	4,2	0,011

использовали углекислый газ, парциальное давление которого было приближено к величине, характерной для условий добычи углеводородов.

Гравиметрические измерения скорости коррозии провели с использованием прямоугольных купонов, изготовленных из материала, идентичного материалу трубопровода (сталь марки «09Г2С»). В табл. 4 приведены основные параметры эксперимента. В качестве рабочей среды применяли модельную жидкость (табл. 5), схожую по химическому составу с пластовой водой рассматриваемой скважины. Данная среда имитировала наиболее агрессивные условия, возникающие на исследуемом участке трубопровода.

В целях оценки защитной эффективности испытываемых ингибиторов определили фоновые значения скорости коррозии (в отсутствие ингибитора). Защитную эффективность ($Z, \%$) рассчитали по формуле [22, 23]:

$$Z = \frac{K_0 - K_i}{K_0} \cdot 100, \quad (1)$$

где K_0 – фоновая скорость коррозии; K_i – скорость коррозии под воздействием ингибитора.

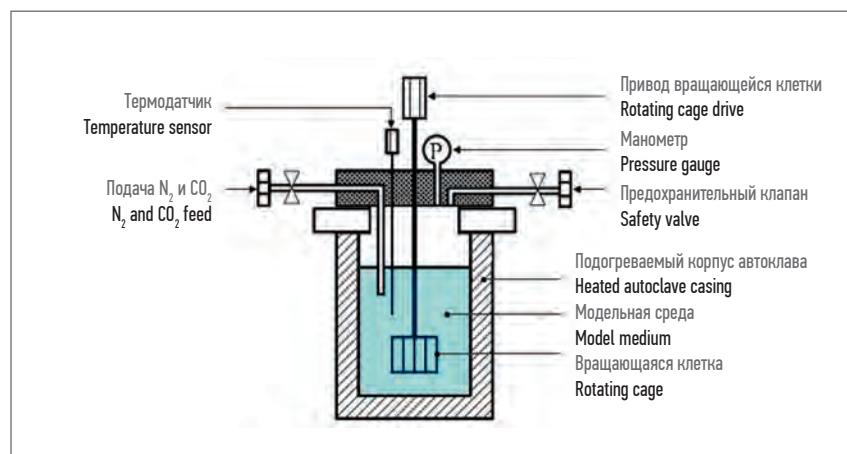


Рис. 4. Схема автоклавной установки
Fig. 4. Autoclave diagram

Следующий этап методики – вычисление значений КНС по поверхности купонов в автоклавной установке с вращающейся клеткой. Вывод формулы для их оценки представляет собой сложную математическую задачу [25]. Кроме того, КНС неравномерно распределяются на поверхности купона, что также усложняет расчет. Поэтому оптимальное решение проблемы – численное моделирование методом конечных объемов в специализированном в области вычислительной гидродинамики программном комплексе. В резуль-

тате расчета формируются массив значений КНС поверхности купона и визуально понятная карта их распределения. Для количественной оценки картины распределения всю поверхность купона разбили на сетку с площадью элемента 1 мм^2 ; общее количество проанализированных точек составляет 1380. Значения КНС в каждой точке свели в таблицу и обработали с использованием аппарата математической статистики.

Единственное значение КНС для дальнейших расчетов определили методом обработки



Рис. 5. Модель углового дросселя и участка трубопровода после него
Fig. 5. Model of elbow throttler and pipeline section downstream

данных [25]: приняли величину 95-го процентиля (ниже лежит 95 % всех полученных результатов). Это значение более точно коррелирует со скоростью коррозии, чем максимальное, поскольку в массиве входит ряд существенно завышенных данных, оказывающих незначительное влияние на конечную скорость коррозии (как правило, их число не превышает 5 %). Обычно аномально высокие величины КННС фиксируются на торцах купонов, которые имеют сравнительно маленькую площадь.

Также рассматривали вариант использования для дальнейших расчетов среднего арифметического значения КННС, однако оно не отражает нормальное состояние системы.

Третий этап методики – гидродинамическое моделирование потока реальной среды в трубопроводе обвязки скважины. В этих целях использовали специализированный программный продукт для гидродинамического моделирова-

ния методом конечных объемов. Для максимального приближения к реальным условиям задали физико-химические свойства добываемого продукта, определенные на первом этапе. Поток моделировали при двух положениях поршня в УРД: полностью открытом и открытом на 10 %. Второй режим соответствует нижнему

граничному положению поршня, которое обеспечивает снижение давления до рабочей величины в газосборном коллекторе.

В результате определили массив значений КННС внутренней поверхности исследуемого участка и получили их наглядную карту. Однако ввиду необходимости оценить КННС не только качественно, но и количественно для трубопровода обвязки применили методику статистической обработки данных, схожую с использованной для автоклавной установки: рассчитали 95-й percentile всего массива, что позволило исключить выбросы и аномалии, появившиеся в результате погрешности методики.

Финальный этап – сопоставление результатов гидродинамического моделирования, а именно значений КННС:

- пороговых, при которых происходит срыв защитной пленки ингибиторов в автоклаве;
- возникающих на внутренней поверхности исследуемого участка трубопровода.

В результате определили эффективность работы ингибиторов коррозии в условиях эксплуатации рассматриваемого участка трубопровода.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В результате моделирования в программной системе «ГазКондНефть» определили фи-

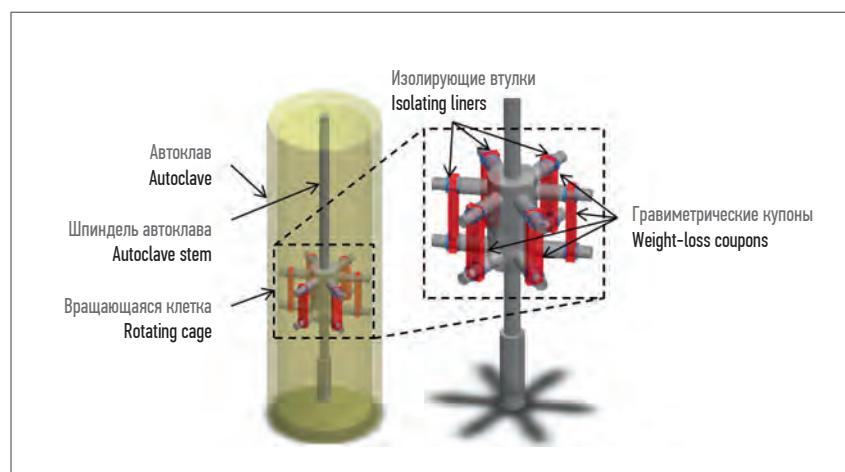


Рис. 6. Модель автоклавной установки с вращающейся клеткой
Fig. 6. Model of rotating cage autoclave

Таблица 7. Результаты лабораторных испытаний ингибиторов в автоклавной установке
Table 7. Results of autoclave laboratory testing of inhibitors

Параметр Parameter	Наличие ингибитора Inhibitor presence	Скорость вращения клетки, об/мин Cage rotation speed, r/min				
		60	400	800	1200	1700
Скорость коррозии, мм/г. Corrosion rate, mm/year	Ингибитор отсутствует (фоновая) No inhibitor (baseline)	1,104	2,436	2,970	2,842	3,020
	Ингибитор 1 Inhibitor 1	0,032	0,053	0,133	0,279	1,721
	Ингибитор 2 Inhibitor 2	0,041	0,045	0,067	0,093	0,894
Защитная эффективность, % Protective performance, %	Ингибитор 1 Inhibitor 1	97,1	97,8	95,5	90,8	9,4
	Ингибитор 2 Inhibitor 2	96,3	98,1	97,7	96,9	53,0

Таблица 8. Рассчитанные значения касательных напряжений на стенке купонов в автоклавной установке (моделирование методом конечных объемов)

Table 8. Calculated shear stresses on autoclave coupon wall (finite volume method simulation)

Скорость вращения клетки автоклава, об/мин Cage rotation speed, r/min	Касательное напряжение на стенке, Па Wall shear stress, Pa			
	максимальное max	среднее mean	95-й процентиль 95 percentile	принимаемое для дальнейшего анализа taken for further analyses
60	2,82	0,49	1,52	1,52
400	12,37	2,34	6,12	6,12
800	32,33	4,53	15,32	15,32
1200	42,46	7,73	25,48	25,48
1700	85,58	11,74	38,62	38,62

Таблица 9. Касательные напряжения на стенке внутренней поверхности исследуемого участка трубопровода
Table 9. Shear stresses on the inner surface wall of the examined pipeline section

Степень открытия углового регулятора давления, % Elbow pressure governor open, %	Касательное напряжение на стенке, Па Wall shear stress, Pa			
	среднее mean	максимальное max	95-й процентиль 95 percentile	принимаемое для дальнейшего анализа taken for further analyses
100	20,39	34,43	22,86	22,86
10	34,22	57,48	40,72	40,72

зико-химические свойства жидкой и газовой фаз на участке до углово-го дросселя (табл. 6). Эти параметры экспорттировали в программный комплекс с функционалом гид-родинамического моделирования методом конечных объемов.

Трехмерные твердотельные модели исследуемого участка, включающего УРД и фрагмент трубопровода после него, и ав-токлавной установки с врачаю-щейся клеткой, построенные в системе автоматизированного

проектирования, представлены на рис. 5, 6. Рассчитанные зна-чения касательных напряжений на стенке купонов в автоклавной установке и результаты лабора-торных испытаний ингибиторов приведены в табл. 7, 8 и на рис. 7.

Визуализированным резуль-татом гидродинамического мо-делирования потока реальной среды в трубопроводе обвязки исследуемой скважины стала карта КНС внутренней поверхности исследуемого участка трубопро-

вода при открытом на 10 и 100 % УРД (рис. 8). Значения КНС после статистической обработки пред-ставлены в табл. 9.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

В результате исследований выявлена зависимость скорости коррозии купонов в присутствии различных ингибиторов от со-здаваемых на поверхности КНС. Полученные значения скорости коррозии (в том числе фоновой) позволили вычислить зависимость

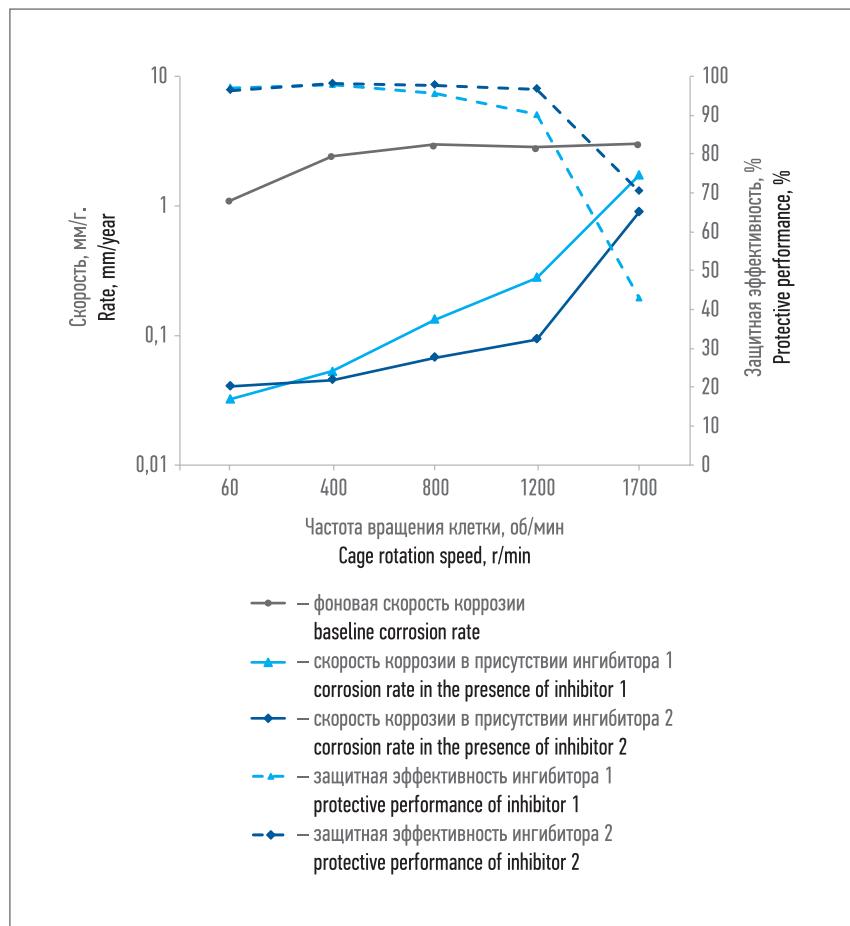


Рис. 7. Результаты лабораторных испытаний в автоклавной установке (рассчитанные по методике [25] значения касательных напряжений на стенке купонов, создаваемых в автоклавной установке, приведены в табл. 8)
Fig. 7. Results of autoclave laboratory testing (shear stresses generated on coupon walls in autoclave were calculated using [25] method, see Table 8)

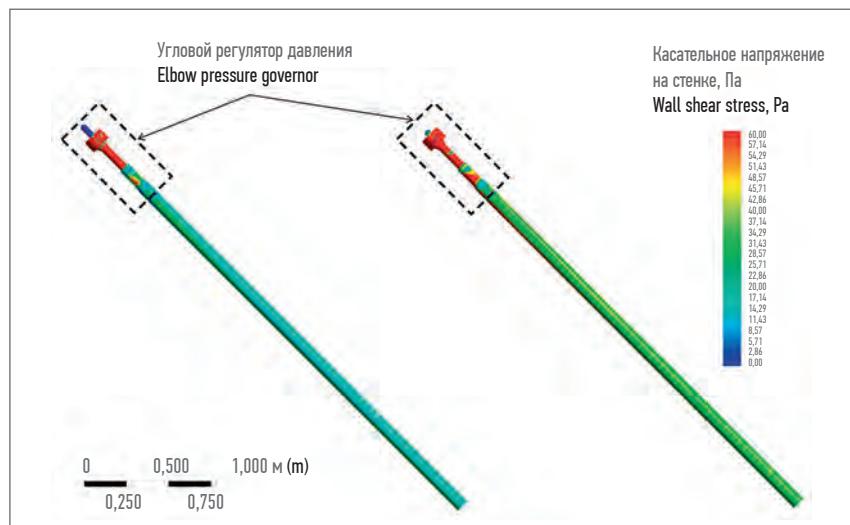


Рис. 8. Карта касательных напряжений на стенке внутренней поверхности исследуемого участка трубопровода: а) угловой регулятор давления полностью открыт; б) угловой регулятор давления открыт на 10 %
Fig. 8. Map of shear stresses on the inner surface wall of the examined pipeline section: a) elbow pressure governor fully open; b) elbow pressure governor 10 % open

защитной эффективности ингибиторов от КНС (рис. 9).

В нормативной документации ПАО «Газпром» [26] выделены следующие критерии эффективности ингибиторной защиты:

- скорость коррозии в присутствии ингибитора (не должна превышать 0,1мм/г.);
- защитная эффективность ингибиторов (не менее 85 %).

На графике видно, что при определенных значениях КНС резко растет скорость коррозии и снижается защитная эффективность ингибитора. Это связано с потерей сплошности пленки и активизацией коррозионных процессов в данных локациях. До величины КНС порядка 6,12 Па оба ингибитора удовлетворительно выполняют свои функции. В диапазоне 6,12–15,32 Па ингибитор 1, сохраняя регламентную защитную эффективность выше 85 %, не снижает скорость коррозии до 0,1мм/г. При превышении КНС 25,48 Па защитная эффективность ингибитора 1 опускается ниже 85 %. Ингибитор 2 теряет свои защитные свойства при КНС 25,48–38,62 Па. На этом основании можно утверждать, что формируемая ингибитором 2 защитная пленка более устойчива к воздействию потока, чем образованная ингибитором 1.

Значения КНС, необходимые для последующего анализа, сведены в табл. 10.

При открытом на 10 % УРД КНС внутренней поверхности участка трубопровода обвязки выше создаваемого на купонах при лабораторных испытаниях для обоих исследуемых ингибиторов ($40,72 > 25,48 > 6,12$). Это свидетельствует о слабой устойчивости защитной пленки на большей части внутренней поверхности трубопровода и, соответственно, о высокой скорости локальной коррозии при данном режиме эксплуатации.

При полностью открытом УРД:

- ингибитор 1 не работает, КНС внутренней поверхности участка трубопровода обвязки больше КНС купонов при лабораторных испытаниях ($22,86 > 6,12$);

– ингибитор 2 работает, КННС внутренней поверхности участка трубопровода обвязки меньше КННС купонов при лабораторных испытаниях ($22,86 < 25,45$).

Данный факт говорит об образовании устойчивой пленки ингибитора 2 на большей части внутренней поверхности.

В то же время, анализируя карты КННС, можно сделать вывод о том, что на прилегающем к УРД участке трубопровода обвязки длиной менее 1м по нижней образующей есть зона с высокими значениями КННС: даже при полностью открытом УРД в этой области они превышают пороговую для ингибитора 1 величину (25,48 Па) (рис. 10). Их исключили из выборки как превышающие 95-й процентиль. Соответственно, при применении любого из испытанных ингибиторов существует риск интенсивной локальной коррозии в рассматриваемой зоне.

При обустройстве второго лицензионного участка ачимовских отложений ввиду высоких устьевых давлений реализована схема двухступенчатого дросселирования потока: с помощью УРД, смонтированного на ФА, и автоматизированного осевого регулятора давления, расположенного перед входом в газосборный коллектор.

Согласно полученным в работе результатам в целях снижения риска коррозионных повреждений для регулировки давления необходимо задействовать осевой регулятор и минимально использовать УРД. Установлено, что вне зависимости от степени его открытия имеются участки внутренней поверхности трубопровода с высокими значениями КННС, на которых не обеспечиваются благоприятные условия для формирования ингибиторной пленки.

На основании полученных данных сформированы рекомендации по коррозионно-стойкому исполнению внутренних поверхностей фрагмента трубопровода обвязки

Таблица 10. Касательные напряжения на стенке внутренней поверхности

исследуемого участка трубопровода

Table 10. Shear stresses on the inner surface wall of the examined pipeline section

Степень открытия углового регулятора давления, % Elbow pressure governor open, %	Ингибитор Inhibitor		
100	10	1	2
Касательное напряжение на стенке, Па Wall shear stress, Pa			
на внутренней поверхности исследуемого участка трубопровода on the inner surface of the examined pipeline section		пороговое (возможен срыв защитной пленки) threshold (a breakdown of the protective film is possible)	
22,86	40,72	6,12	25,48

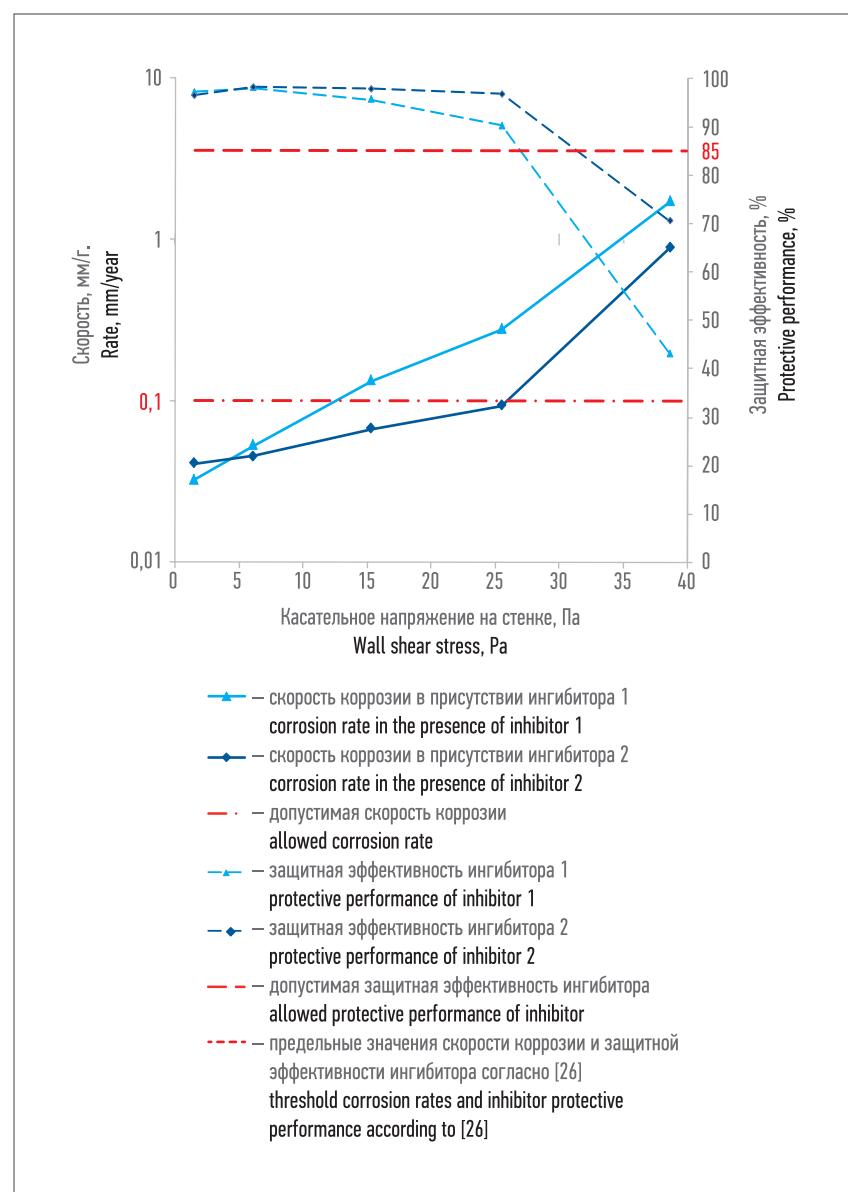


Рис. 9. Эмпирические зависимости скорости коррозии купонов и защитной

эффективности ингибиторов от касательных напряжений на стенке

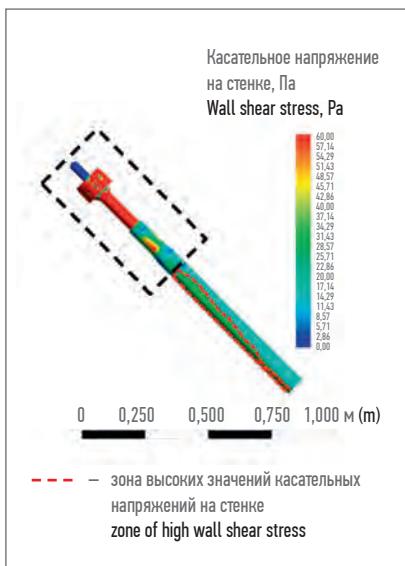


Рис. 10. Карта касательных напряжений на стенке внутренней поверхности исследуемого участка трубопровода при полностью открытом угловом регуляторе давления

Fig. 10. Map of shear stresses on the inner surface wall of examined pipeline section at fully open elbow pressure governor

скважин после УРД. Они направлены в проектный институт для учета при проектировании скважин на новых участках ачимовских залежей. Результаты исследований должны принимать во внимание специалисты эксплуатирующих организаций при формировании планов и объемов работ по диа-

гностике технического состояния трубопроводов обвязки газосборных коллекторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенного исследования определено:

– при значениях КННС участков внутренней поверхности трубопровода после УРД, превышающих 6,12 Па, возможен срыв защитной пленки, образованной ингибитором 1;

– при значениях КННС участков внутренней поверхности трубопровода после УРД, превышающих 25,48 Па, возможен срыв защитной пленки, образованной ингибитором 2;

– ингибитор 2 обладает лучшими защитными свойствами, чем ингибитор 1;

– при открытии УРД на 10 % ни один из испытанных ингибиторов не обеспечивает требуемую защитную эффективность;

– при открытии УРД на 100 % ингибитор 1 не обеспечивает требуемую защитную эффективность;

– при открытии УРД на 100 % ингибитор 2 обеспечивает требуемую защитную эффективность на всей внутренней поверхности участка трубопровода после УРД за исключением небольшой зоны по нижней образующей трубы; ■

– разработанная методика позволяет спрогнозировать расположение потенциальных очагов локальной коррозии, в которых будет происходить срыв ингибиторной пленки;

– указанную методику можно использовать в качестве предварительного мероприятия для оценки технического состояния трубопровода после УРД.

Согласно полученным результатам сформулированы следующие рекомендации:

– предпочтительный режим эксплуатации трубопровода после УРД – полностью открытый УРД;

– провести испытания других марок ингибитора коррозии в целях выявления максимально устойчивого к гидродинамическим воздействиям потока;

– участок трубопровода после УРД необходимо изготавливать в коррозионно-стойком исполнении;

– при обнаружении по разработанной методике потенциально коррозионно-опасных мест для окончательной диагностики технического состояния необходимо применить дополнительные методы (ультразвуковая толщинометрия, видеоэндоскопия, рентгено- и гамма-дефектоскопия). ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Кац Н.Г., Стариков В.П., Парфенова С.Н. Химическое сопротивление материалов и защита оборудования нефтегазопереработки. М.: Машиностроение, 2011.
2. Запевалов Д.Н., Вагапов Р.К., Ибатулин К.А. Оценка фактора внутренней коррозии объектов ПАО «Газпром» с повышением содержания углекислотного газа // Наука и техника в газовой промышленности. 2018. № 3 (75). С. 59–71.
3. Моисеев В.В., Исмагилов И.И., Ткешелиадзе Б.Т. Обеспечение безопасной эксплуатации Бованенковского НГКМ в условиях агрессивного воздействия CO₂ // Сб. тезисов докладов XI Международной научно-технической конференции «Диагностика оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сероводородсодержащих сред». Оренбург, 2017. С. 213.
4. Корякин А.Ю., Кобычев В.Ф., Колинченко И.В., Юсупов А.Д. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования // Газовая промышленность. 2017. № 12 (761). С. 84–89.
5. Артеменков В.Ю., Корякин А.Ю., Дикамов Д.В. и др. Организация коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. 2017. № 52 (754). С. 74–79.
6. Байдин И.И., Харитонов А.Н., Величко А.Н. и др. Коррозионный мониторинг и организация ингибиторной защиты от углекислотной коррозии установки низкотемпературной сепарации газа Юбилейного нефтегазоконденсатного месторождения // Наука и техника в газовой промышленности. 2018. № 2 (74). С. 49–61.
7. Корякин А.Ю., Дикамов Д.В., Колинченко И.В. и др. Опыт подбора ингибиторов коррозии для защиты от углекислотной коррозии объектов второго участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2018. № 6. С. 48–55.
8. Вагапов Р.К. Опыт защиты от внутренней коррозии объектов добычи газа в условиях воздействия коррозионно-агрессивных сред // Инженерная практика. 2017. № 10. С. 36–40.
9. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. CO₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. М.: ВНИИОЭНГ, 2003.
10. Dougherty J.A., Stegmann D.W. The effects of flow on corrosion inhibitor performance // Mater. Perform. 1996. Vol. 35. No. 4. P. 47–53.
11. Schmitt G., Mueller M. Critical wall shear stresses in CO₂ corrosion of carbon steel // Conference papers. NACE CORROSION 99. Houston, TX, USA, 1999. Paper 038.
12. Schmitt G., Bosch C., Siegmund G. A Probabilistic model for flow induced localized corrosion // Conference papers. NACE CORROSION 2000. Orlando, FL, USA, 2000. Paper 00049.
13. Canto Maya C.M. Effect of wall shear stress on corrosion inhibitor film performance: PhD thesis. Athens, OH, USA: Ohio University, 2015.

14. Рождественский Ю.Г., Шестаков А.А., Фаритов А.Т. и др. Моделирование гидродинамических условий при испытании ингибиторов коррозии // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 2 (96). С. 143–149.
15. Войтех Н.Д., Журавлев Ю.А., Батулин Д.А. Исследование влияния скорости движения жидкости на скорость углекислотной коррозии // Коррозия Территории Нефтегаз. 2015. 3 (32). С. 22–24.
16. American National Standards Institute. ANSI/API RP14-91. Recommended practice for design and installation of offshore production platform piping systems [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
17. Ige O.O., Barker R., Hu X., et al. Assessing the influence of shear stress and particle impingement on inhibitor efficiency through the application of in-situ electrochemistry in a CO₂-saturated environment // Wear. 2013. Vol. 304. No. 1–2. P. 49–59.
18. Green A.S., Johnson B.V., Chol N.J. Flow-related corrosion in large-diameter multiphase flowlines // SPE Prod. Facil. 1993. Vol. 8. No. 2. P. 97–100.
19. Schmitt G., Bakalli M., Hörstemeier M. Contribution of drag reduction to the performance of corrosion inhibitors in one- and two-phase flow // Conference papers. NACE CORROSION 2007. Nashville, TN, USA, 2007. Paper 07615.
20. Abayarathna D., Naraghi A., Grahmann N. Inhibitor evaluations using various corrosion measurement techniques in laboratory flow loops // Conference papers. NACE CORROSION 2000. Orlando, FL, USA, 2000. Paper 00021.
21. Hausler R., Schmitt G. Hydrodynamic and flow effects on corrosion inhibition // Conference papers. NACE CORROSION 2004. New Orleans, LA, USA, 2004. Paper 04402.
22. ОАО «Газпром». СТО Газпром 9.3-007-2010. Защита от коррозии. Методика лабораторных испытаний ингибиторов коррозии для оборудования добычи, транспортировки и переработки коррозионно-активного газа [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
23. Росстандарт. ГОСТ Р 9.905-2007. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://protect.gost.ru/document.aspx?control=7&id=128560> (дата обращения: 10.08.2020).
24. Chaal L., Albinet B., Deslouis C., Al-Janabi Y.T. Wall shear stress mapping in the rotating cage geometry and evaluation of drag reduction efficiency using an electrochemical method // Corros. Sci. 2009. Vol. 51. No. 8. P. 1809–1816.
25. Kumar A., Pacheco J.L., Ling S., et al. Effects of rotating cage autoclave design on shear stress and flow pattern // Conference papers. NACE CORROSION 2013. Orlando, FL, USA, 2013. Paper 02294.
26. ОАО «Газпром». СТО Газпром 9.3-028-2014. Защита от коррозии. Правила допуска ингибиторов коррозии для применения в ОАО «Газпром» [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.

REFERENCES

- (1) Kats NG, Starikov VP, Parfenova SN. *Chemical Resistance of Materials and Corrosive Protection of Oil and Gas Processing Equipment*. Moscow: Mechanical Engineering [Mashinostroyenie]; 2011. (In Russian)
- (2) Zapevalov DN, Vagapov RK, Ibatulin KA. Evaluation of internal corrosion factor of PJSC Gazprom facilities with the increasing content of carbon dioxide. *Science and Technology in the Gas Industry* [Nauka i tekhnika v gazovoj promyshlennosti]. 2018; 75(3): 59–71. (In Russian)
- (3) Moiseev VV, Ismagilov II, Tkesheliadze BT. Ensuring the safe operation of Bovanenkovoyskoye OGCF under the CO₂ attack. In: *Book of abstracts of XI International Scientific and Technical Conference 'Diagnostics of Equipment and Pipelines Exposed to H₂S Containing Media'*, Orenburg, Russia, 2017. p. 213. (In Russian)
- (4) Koryakin AYU, Kobychev VF, Kolinichenko IV, Yusupov AD. Conditions of the carbon dioxide corrosion on the production facilities of Achimovskie deposits, methods of monitoring and forecasting. *Gas Industry* [Gazovaya promyshlennost']. 2017; 761(12): 84–89. (In Russian)
- (5) Artymenkov VYu, Koryakin AYU, Dikamov DV, et al. Organizing corrosion monitoring at the facilities of Achimov deposit second section of Urengoyskoye oil, gas, and condensate field. *Gas Industry*. 2017; 754(S2): 74–79. (In Russian)
- (6) Baydin II, Kharitonov AN, Velichkin AN, et al. Corrosion monitoring and organizing inhibitor protection of low-temperature gas separation unit at Yubileynoye oil, gas, and condensate field from carbon dioxide corrosion. *Science and Technology in the Gas Industry*. 2018; 74(2): 49–61. (In Russian)
- (7) Koryakin AYU, Dikamov DV, Kolinichenko IV, et al. Experience of corrosion inhibitors selection to protect the objects of the second site of Achimovsky deposits of Urengoy oil and gas-condensate field from carbon acid corrosion. *Equipment and Technology for Oil and Gas Complex* [Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa]. 2018; (6): 48–55. (In Russian)
- (8) Vagapov RK. Experience of internal corrosion protection of gas production facilities under the exposure of corrosive media. *Engineering Practice* [Inzhenernaya praktika]. 2017; (10): 36–40. (In Russian)
- (9) Markin AN, Nizamov RE. *CO₂ Corrosion of Oilfield Equipment*. Moscow: All-Russian Research Institute for Organizing, Management, and Economy of Petroleum Industry; 2003. (In Russian)
- (10) Dougherty JA, Stegmann DW. The effects of flow on corrosion inhibitor performance. *Mater. Perform.* 1996; 35(4): 47–53.
- (11) Schmitt G, Mueller M. Critical wall shear stresses in CO₂ corrosion of carbon steel. In: NACE CORROSION 99, 25–30 April, San Antonio, TX, USA. Houston, TX, USA: NACE; 1999.
- (12) Schmitt G, Bosch C, Siegmund G. A Probabilistic model for flow induced localized corrosion. In: NACE CORROSION 2000, 26–31 March, Orlando, FL, USA. Orlando, FL, USA: NACE; 2000.
- (13) Canto Maya CM. *Effect of wall shear stress on corrosion inhibitor film performance*. PhD thesis. Ohio University; 2015.
- (14) Rozhdestvenskiy YuG, Shestakov AA, Faritov AT, et al. Simulation of hydrodynamic conditions during the test of corrosion inhibitors. *Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products* [Problemy sбora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov]. 2014; 96(2): 143–149. (In Russian)
- (15) Voytek ND, Zhuravlev YuA, Batulin DA. Research on the effect of fluid flow rate on carbon dioxide corrosion rate. *Corrosion of Oil and Gas Territory* [Korroziya Territorii Neftegaz]. 2015; 3(32): 22–24. (In Russian)
- (16) ANSI. ANSI/API RP14-91. *Recommended practice for design and installation of offshore production platform piping systems*. [Access restricted].
- (17) Ige OO, Barker R, Hu X, et al. Assessing the influence of shear stress and particle impingement on inhibitor efficiency through the application of in-situ electrochemistry in a CO₂-saturated environment. *Wear*. 2013; 304(1–2): 49–59.
- (18) Green AS, Johnson BV, Chol NJ. Flow-related corrosion in large-diameter multiphase flowlines. *SPE Production and Facilities* 1993; 8(2): 97–100.
- (19) Schmitt G, Bakalli M., Hörstemeier M. Contribution of drag reduction to the performance of corrosion inhibitors in one- and two-phase flow. In: NACE CORROSION 2007, 11–15 March, Nashville, TN, USA, Nashville, TN, USA: NACE; 2007.
- (20) Abayarathna D., Naraghi A., Grahmann N. Inhibitor evaluations using various corrosion measurement techniques in laboratory flow loops. In: NACE CORROSION 2000, 26–31 March, Orlando, FL, USA. Orlando, FL, USA: NACE; 2000.
- (21) Hausler R, Schmitt G. Hydrodynamic and flow effects on corrosion inhibition. In: NACE CORROSION 2004, 28 March–1 April, New Orleans, LA, USA. New Orleans, LA, USA: NACE; 2004.
- (22) ОАО Gazprom. СТО Gazprom 9.3-007-2010 (company standard). *Corrosion protection. Method for laboratory testing of corrosion inhibitors for production, transportation, and processing equipment for corrosive gas*. [Access restricted].
- (23) Federal Agency on Technical Regulating and Metrology. ГОСТ Р 9.905-2007 (state standard). *The unified system of corrosion and aging protection. Corrosion test methods. General requirements*. Available from: <http://protect.gost.ru/document.aspx?control=7&id=128560> [Accessed: 10 August 2020]. (In Russian)
- (24) Chaal L., Albinet B., Deslouis C., Al-Janabi Y.T. Wall shear stress mapping in the rotating cage geometry and evaluation of drag reduction efficiency using an electrochemical method. *Corros. Sci.* 2009; 51: (8): 1809–1816.
- (25) Kumar A., Pacheco JL, Ling S., et al. Effects of rotating cage autoclave design on shear stress and flow pattern. In: CORROSION 2013, 17–21 March, Orlando, FL, USA. Orlando, FL, USA: NACE; 2013.
- (26) ОАО Gazprom. СТО Gazprom 9.3-028-2014. *Corrosion protection. Rules for admission of corrosion inhibitors for use in OAO Gazprom*. [Access restricted].

ПАО «ГАЗПРОМ» И РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА – ЕДИНСТВО УСТРЕМЛЕНИЙ

В.Г. Мартынов, к.г.-м.н., д.э.н., профессор, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, РФ)

А.С. Лопатин, д.т.н., профессор, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», lopatin.a@gubkin.ru

В.С. Шейнбаум, к.т.н., доцент, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»

В 2020 г. исполнилось 90 лет Российскому государственному университету нефти и газа (национальному исследовательскому университету) имени И.М. Губкина, головному вузу топливно-энергетического комплекса страны, «настоящей кузнице кадров для нефтегазовых отраслей промышленности», по мнению Президента Российской Федерации В.В. Путина [1, с. 433]. История вуза подробно и во всех возможных аспектах, включая, разумеется, его вклад в развитие газовой промышленности страны, освещена в огромном числе публикаций – монографиях, статьях, альманахах, кандидатских и докторских диссертациях, красочных подарочных изданиях и буклете. Представляется важным отметить этот юбилейный год на страницах научно-технического и производственного журнала «Газовая промышленность».

Наиболее полным изданием, в котором отражены все значимые события истории вуза в период 1930–2004 гг., стала почти пятисотстраничная «История Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина» [1]. Работа над книгой велась не один год, а ее публикация была приурочена к 75-летию университета. Редакторами издания выступили руководивший вузом 31 год – с 1962 по 1993 г. – В.Н. Виноградов и его преемник на ректорском посту А.И. Владимиров.

В дополнение к этому капитальному труду А.И. Владимиров решил издавать серии брошюр, освещающих деятельность основоположников губкинских научно-педагогических школ и повествующих о трудовом пути и достижениях выдающихся выпускников университета, о ярких событиях истории вуза, связанных с жизнью страны. Эти серии имеют соответствующие названия: «Выдающиеся ученые», «Они нас учили», «Биографии кафедр», «Губкинцы гордятся ими», «Глазами очевидца» и др. За 20 лет с момента публикации первой такой брошюры их выпущено более 160. Все они, по замыслу Альберта Ильича, должны дополнить из-

данную в 2004 г. академическую, а потому слегка суховатую историю университета.

Нынешнему юбилею посвящены вышедшие в свет «Очерки по истории создания и деятельности Совета попечителей Губкинского университета» [2]. Эта книга также стала проектом А.И. Владимира, и в ней значительное внимание уделено плодотворному сотрудничеству университета с ПАО «Газпром» как главным для вуза инвестором и благотворителем.

МНОГОЛЕТНЕЕ СОТРУДНИЧЕСТВО. НАЧАЛО

Создатель Государственного газового концерна (ГГК) «Газпром» В.С. Черномырдин активно поддержал В.Н. Виноградова – ректора университета и первого президента Союза ректоров СССР, а затем и России – в том, что с переводом отечественной экономики на рельсы рыночных отношений и сокращением в ней по этой причине доли государства новые хозяйствующие субъекты – акционерные компании – будут обязаны разделить с государством ответственность за расширенное воспроизводство человеческого капитала страны, сохранение и усиление способности

высшей школы поставлять на рынок труда квалифицированные инженерные кадры.

Эту позицию разделяли Н.К. Байбаков – с 1965 по 1986 г. заместитель Председателя Совета министров СССР, председатель Госплана СССР, и целый ряд авторитетных руководителей нефтяной промышленности, в их числе В.Ю. Филановский, В.И. Грайфер, Л.И. Филимонов, Г.Д. Маргулов, Г.И. Шмаль. Осенью 1991 г. они откликнулись на предложение В.Н. Виноградова сформировать инициативную группу по созданию первого в стране попечительского совета вуза, именовавшегося тогда Государственной академией нефти и газа имени И.М. Губкина, как головного вуза топливно-энергетического комплекса (ТЭК) – «станового хребта российской экономики», как его определил В.С. Черномырдин в бытность главой Правительства РФ. 4 декабря 1991 г. на состоявшемся в университете заседании этой группы, в которой газовую промышленность представляли В.Б. Бударин – член правления ГГК «Газпром», А.Н. Козаченко – генеральный директор ООО «Мострансгаз», И.С. Никоненко – генеральный ди-

ректор ВНПО «Союзгазавтоматика», А.И. Гриценко – генеральный директор Всероссийского НИИ природных газов и газовых технологий ГГК «Газпром» (ВНИИГАЗ), было объявлено об учреждении Попечительского совета университета. Его президентом избрали Н.К. Байбакова, а председателем – В.И. Грайфера. 12 марта 1992 г. был учрежден Попечительский фонд.

В этом контексте важно напомнить и о трудных 1990-х гг., катастрофическом падении в те годы уровня жизни людей, «утечке мозгов» из страны, повальном уходе в бизнес творчески активных преподавателей и научных сотрудников по причине крайне низкой заработной платы. Р.И. Вяхирев, возглавивший ГГК «Газпром» летом 1992 г. после перехода Виктора Степановича в Правительство РФ, считал, что для «Газпрома» будет недостаточным в этих условиях оказывать поддержку Губкинскому университету только лишь через Попечительский фонд. Чтобы концерн не испытывал дефицита в инженерных и научных кадрах, необходимо было, по его мнению, последовательно реализовывать один за одним целевые инвестиционные проекты: в области развития инфраструктуры (кампуса, как теперь принято говорить) университета, сохранения его научно-педагогических школ, университетской науки, методического обеспечения учебного процесса. С таким расчетом, чтобы концерн получал вполне осозаемый доход, выражавшийся в увеличении своего интеллектуального потенциала.



В.Н. Виноградов и Н.К. Байбаков

Р.И. Вяхирев предложил В.Н. Виноградову оформить эту идею соответствующим соглашением.

Университет должен был определить в качестве одного из основных приоритетов образовательной деятельности целевую подготовку инженерных и научных кадров для концерна, а также повышение квалификации его кадровых работников путем:

- организации в регионах его деятельности центров довузовской подготовки и профориентации учащейся молодежи;
- персонификации учебных планов и программ для студентов, принятых на обучение с направлениями «Газпрома», с акцентом на получении компетенций в новых видах деятельности;
- развертывания комплексных научных исследований в интересах «Газпрома» и обеспечения участия в нем целевых аспирантов и докторантов.

«Газпром», как следует из документа, брал на себя обязательство напрямую участвовать в развитии материально-технической и социальной баз университета, переоснащении учебно-лаборатор-

ной базы кафедр в соответствии с требованиями времени, организовывать практики студентов, обеспечивая там их оплачиваемую работу, финансировать включенное обучение, стажировки и практики за рубежом студентов, аспирантов и докторантов.

Делать все это стороны условились по ежегодным договорам о совместной деятельности. Первый договор в рамках заключенного генерального соглашения подписывал от имени университета уже А.И. Владимиров, избранный ректором в ноябре 1993 г. Оглядываясь назад, поражаешься тому мощному рывку по абсолютно всем направлениям деятельности, который сделал университет в своем развитии в первый же год работы Альberta Ильича.

Это касается и налаживания более тесного взаимодействия с попечителями университета. Генеральным директорам, председателям правлений нефтегазовых предприятий, целиком поглощенными проблемами, связанными с начавшимися в 1992 г. процессами приватизации и акционирования и, соответственно, реструктуризацией бизнеса, снижением объемов нефте- и газодобычи, было, в общем-то, не до вузов. Но Альберт Ильич сумел выстроить с ними отношения таким образом, что они стали активно, на регулярной основе участвовать в мероприятиях, проводимых в университете, выступать с докладами на заседаниях Ученого совета, на различных конференциях, встречаться с профессорами и преподавателями, студентами и аспирантами, воочию





В.Н. Виноградов, ректор университета в 1962–1993 гг.

убеждаясь в наличии в университете большого научного потенциала как основы взаимовыгодного сотрудничества.

В марте 1994 г. свой первый визит в университет и непосредственно ректору нанес молодой генеральный директор ПО «Сахалинморнефтегаз» С.М. Богданчиков, вскоре ставший во главе нефтяной компании «Роснефть», в октябре 1994 г. гостем вуза был министр топлива и энергетики РФ Ю.К. Шафраник.

В декабре на заседании Ученого совета университета с программным докладом «Газовая промышленность: состояние и перспек-

тивы. Роль ученых ГАНГ имени И.М. Губкина в реализации кадровой и научной политики отрасли» выступил глава «Газпрома» Р.И. Вяхирев [1].

В своем выступлении Рэм Иванович определил главную задачу совместной деятельности университета и «Газпрома» так: «Сделать все возможное, чтобы сохранить и приумножить научно-педагогический потенциал академии, чтобы социальный статус ее профессоров и преподавателей в обществе был высок, чтобы высшее профессиональное нефтегазовое образование было действительно в сфере приоритетных интересов государства».

По итогам его выступления и обсуждения доклада было принято совместное постановление Правления РАО «Газпром» и Ученого совета, подкрепленное значительными материальными ресурсами. Отчитываясь перед Ученым советом вуза 17 ноября 1998 г. за пятилетний период работы ректором, А.И. Владимиров сказал, что это постановление «во многом определило развитие нашего университета в отчетный период».

Впоследствии министры топлива и энергетики – и П.И. Родионов, и С.В. Генералов, и В.И. Калюжный – считали для себя посещение университета совершенно обязательным. Это можно сказать и о нынешнем министре энергетики РФ А.В. Новаке.



А.И. Владимиров, ректор университета в 1993–2008 гг., президент университета в 2008–2019 гг.

Учрежденный в марте 1992 г. Попечительский фонд успешно решал свою главную задачу – оказывать ощущимую материальную поддержку нуждающимся студентам, молодым преподавателям и научным сотрудникам университета и благодаря этому дополнительно мотивировать их на достижение успехов в учебе, на педагогическом и научном поприще.

Кроме того, на деньги фонда издавались учебники, приобреталось учебное и научное оборудование, организовывались конференции, стажировки преподавателей университета на передовых



А. И. Владимиров, заместитель министра топлива и энергетики РФ Е.А. Морозов, В.Н. Виноградов, министр образования и науки РФ В.Г. Кинелев и Р.И. Вяхирев на праздновании 85-летия В.Н. Виноградова в университете, 25.02.1998 г.



Заместитель Председателя правления РАО «Газпром» В.В. Ремизов, ректор университета А.И. Владимиров и профессор А.С. Лопатин на открытии первой международной конференции «Энергodiагностика», 1995 г.

ГІРДІЧНІ СЛУДЖЕННЯ
Інституту Науково-Педагогічного Центру "Гірник"
в Державній Академії науки та техніки

Н.А.Коваль

"О компетенціях діяльності по обслуговуванні підприємств
працездатної молоді та залученню їх в працю
1992 – 2000 років київської майданівки"

Дослідженням генеральним концепту "Гірник", заснованим з
важливих "Гірник" в якій квітневій промисловості України
за Ковалью, відзначивши на основінні Установи Установи, в
їх створені, в Господарському коледжі науки в газіківі, т.е.
Ковалью, засновані в залишенні "Академії" в яких розгор
працювали наукові колективи, відзначивши на основінні Установи
засновані в діяльністі Ковалью.

- діяльністю працюючих вищих навчальних закладів та науково-дослід
ючими установами країни;

- засади з нових залог в області погодженої компетенції
науково-дослідницької та інженерно-технічної освіти;

- засади обговорювання з сучасними науковими проблемами та розвитком науки;

- розвинутості та посвідченості виконавчого управління в ре
алізації науко-технічного та економічного підходів підприємств Академії
з оновленням та кваліфікацією.

I. **"АКАДЕМІЯ"**

1.1. Створюється першочергова погоджена компетенція для
заснованої "Гірник" по підготовці дипломантів з програмами, які
застосовуються під час підготовки підприємств та підприємництва.

1.2. Підготовляється в умовах підприємств підприємствах
погодженої в області підприємств харчування, широкоміжніх речовин
(мінеральних, металевих, сировинних), харчової промисловості, залізнич
транспорту та ін. (підприємства, підприємства, підприємства, з у
згадкою будь-якого підприємства).

1.3. Розглядається для отримання студентів з підприємств
погодженої в квітневій "Гірник" узгоджені з часом обсяг

ки, в тол член пропагандистскими притчами за пропаганду в организованном коворинге "Панорама".

1.4. Направлено на формирование социальной структуры, направленной на поддержку и развитие "Панорамы" в корпоративных интересах.

1.5. Составляется инструкция нарядов караула через заместителя начальника в директорскую по направлениям и за членами коворинга "Панорама".

1.6. Обеспечивается информационная пропагандистская деятельность в организованном коворинге "Панорама", выясняется отношение в корпоративных интересах в ФРГ для продвижения при необходимости для реализации мероприятий спасательных.

1.7. Контроль выполнения церковно-спасательных работ по координатам коворинга "Панорама".

1.8. Оформление пропагандистской информации в организованном коворинге "Панорама" для извещения о возможных опасностях и угрозах в коворинге и сопредельных районах, распространение в публичных помещениях для извещения "Панорамы".

1.9. Организация поиска спасательных групп в организованном коворинге "Панорама" для подтверждения в местах пребывания в Азии.

2. Индекс "Панорама".

1.1. Определение индекса и предоставление в Азии для спасения 15 человек, выживших из-под обломков в организованном коворинге для целей подтверждения в Азии, причем индексом является и спасательные, по которым будет одновременно разыскивается.

2.2. Индекс в Азии.

2.3. Установка в Азии индекса спасательных групп, участвующих в спасении в толе в организованном коворинге "Панорама".

2.4. Определение на территории в организованном коворинге "Панорама" пропагандистских притчами в макетах по направлениям коворинга "Панорама", в толе которых диктуются притчи, с обесцениванием национальной работы германцев на рабочих участках и т.д. с целью ФРГ с осложнением спасательных работ.

2.5. Проведение обучения притчами в организованном коворинге, в корпоративных интересах.

2.5. Науковий розмежування предметів і единиць вимірювання
та "Гідро" як сучасна вчительська лабораторія з дистанційною, а
також поштовою (друкованою) та електронною формами викладання
запису, письма та зв'язку.

2.6. Виконується в реалізації методично-технологічної
подачі всіх заліків, в персональному та розширеному календарі та у членів
лабораторії без зупинок на обережності, адекватної к ступеню
спеціалізації та к операційно-технологічній глибині та вимогам
контролю та оцінювання.

Кофеин в пакетиках.
 4.7 В целях выполнения транзакционных контрактов между
 сторонами, предусматривающими импорт в Азербайджан на условиях подго-
 товки в транзакционных ценах минимумов.

5.8. В рамках настоящего Генерального соглашения представ-
 ляется осуществлять в соответствии с годами договора и его
 условиями дополнениями.

Государственный бюджет Азербайджанской Республики	Государственный бюджет Азербайджанской Республики
Реквизиты	Исполнитель
Баку, 25 марта 2011 г.	Приложение к Постановлению
Г. Азизбеков М.М.	Министра
Г. Азизбеков М.М.	Министра РДС
	Г. Азизбеков

Генеральное соглашение между ГГК «Газпром» и Государственной академией нефти и газа имени И.М. Губкина [2, с. 90]

предприятиях. Все это помогало минимизировать пессимистические настроения в коллективе, нацеливать его на созидательную деятельность, укреплять сплоченность. Но столь же эффективной могла быть и поддержка, идущая от конкретной компании-попечителя, имеющая формат адресной благотворительной помощи, пощервования, именного гранта или стипендии этой компании. Очевидно, что в подобном имиджевом шаге были заинтересованы в той или иной мере все нефтегазовые компании. А.И. Владимиров это прекрасно понимал и активно поддерживал их в этом.

Двусторонние договоры о сотрудничестве, совместной деятельности, подобные тому, который был заключен университетом с «Газпромом» в рамках Генерального соглашения, подписанного Р.И. Вяхиревым и В.Н. Виноградовым, А.И. Владимиров стал заключать и с другими крупными нефтегазовыми компаниями страны – «ЛУКОЙЛОМ», «Роснефтью», «ЮКОСом», «Транснефтью».

С ПРИХОДОМ 2000-Х ГГ.

А.Б. Миллер, возглавив «Газпром» в 2001 г., не только продолжил линию Р.И. Вяхирева на углубление взаимовыгодного сотрудничества компании с Губкинским универ-

ситетом и поддержку программ развития вуза, но и придал этому сотрудничеству новые смыслы и содержание.

Прежде всего он нацелил менеджмент «Газпрома» на то, чтобы «узы», связывающие компанию и университет, скрепить на институциональном уровне. В состав Научно-технического совета «Газпрома» и его секций вошли заведующие кафедрами и ведущие профессора университета, научно-педагогическая деятельность которых отвечает интересам компании. Было принято решение о целесообразности создания в инжиниринговых центрах «Газпрома» базовых кафедр университета, ориентированных на подготовку магистров по актуальным для компании программам и позволяющих привлечь к образовательной деятельности вузов ведущих специалистов компаний, ее информационные ресурсы.

К настоящему времени в компаниях Группы «Газпром» работают пять базовых кафедр университета: две – в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (кафедра газовых технологий и подземного хранения газа) и кафедра исследования нефтегазовых пластовых систем), две – в ПАО «Газпром нефть» (кафедра технологии повышения нефтеизвлечения для объектов с осложнен-

ненными условиями и кафедра геологии углеводородных систем), одна – в ООО «Газпром проектирование» (кафедра проектирования систем транспорта газа).

Они ведут подготовку магистров по следующим программам: инновационные технологии разработки сложнопостроенных месторождений углеводородов; подземное хранение газа; технологии моделирования углеводородных систем; разработка и применение реагентов и технологий для добычи, транспорта и переработки трудноизвлекаемых запасов; проектные и инженерно-изыскательские работы для сооружения объектов транспорта газа.

Ярким примером совместной плодотворной работы ПАО «Газпром» и университета в подготовке кадров стала реализуемая в настоящее время в ПАО «Газпром» многоуровневая система подготовки специалистов по диагностике, отмеченная премией Правительства РФ в области образования за 2013 г. [3]. Ее внедрение позволило существенно интенсифицировать процессы подготовки, переподготовки и аттестации кадров, повысить численность высококвалифицированных специалистов по технической диагностике в ПАО «Газпром». Лауреатами премии стали как преподаватели РГУ нефти и газа (НИУ)



Открытие памятника основателю университета И.М. Губкину, 21.09.2011 г.



Торжественное открытие блока аудиторий ПАО «Газпром» в день ПАО «Газпром» в университете. Заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром» С.Ф. Хомяков и ректор университета В.Г. Мартынов, 23.10.2015 г.



Заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром» С.Ф. Хомяков, ректор университета В.Г. Мартынов и профессор А.С. Лопатин, 23.10.2015 г.



Открытие учебно-научной лаборатории «Энергосберегающие технологии и техническая диагностика», созданной за счет средств ПАО «Газпром», 13.04.2015 г.

имени И.М. Губкина (В.Г. Мартынов, А.С. Лопатин, А.М. Короленок), так и руководители этого направления в разные годы от ПАО «Газпром» (О.Е. Аксютин, Б.В. Будзулак, Б.С. Посягин, А.А. Филатов), а также специалисты АО «Газпром оргэнергогаз» (И.И. Велиюлин, Н.Халлыев). Выработанная совместно с кадровым и профильными производственными департаментами ПАО «Газпром» концепция предусматривала объединение процессов подготовки, переподготовки и аттестации кадров в области диагностического обслуживания оборудования и трубопроводов и их ремонта по результатам диагностики в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, что, учитывая кадровый потенциал университета и его тесные связи с ПАО «Газпром»

и ведущими диагностическими организациями отрасли, позволяло оптимизировать использование трудовых и производственных ресурсов отрасли в условиях дефицита финансовых ресурсов и кадров высокой квалификации. Элементы многоуровневой системы, созданной с участием авторского коллектива данной статьи, нормативное, научное и учебно-методическое обеспечение широко используются в профильных вузах и на нефтегазовых факультетах других университетов страны, в корпоративной системе повышения квалификации ПАО «Газпром».

Программой инновационного развития ОАО «Газпром» до 2020 г. (утверждена решением Совета директоров ОАО «Газпром» от 1 июня 2011 г. №1825) [4] установлены гран-

ты для молодых преподавателей Губкинского университета и других вузов. Ежегодно гранты получают 20 преподавателей университета. Обязательным условием получения считается участие преподавателя в научной и учебно-методической работе, ориентированной на потребности компаний Группы «Газпром».

Тем же решением Совета директоров в компании создан институт опорных университетов, и РГУ нефти и газа занял первую позицию в списке девяти опорных вузов компании как единственный в стране университет, с которым «Газпром» сотрудничает по всем направлениям развития.

С 2013 г. ректор Губкинского университета – член Совета директоров ПАО «Газпром», а председатель



День «Газпрома». Ярмарка вакансий, 2015 г.

Совета директоров компании В.А. Зубков в 2015 г. возглавил Попечительский совет РГУ.

Все эти решения руководства ПАО «Газпром» еще более упрочили связи компании с университетом.

В ноябре 2017 г. А.Б. Миллер утвердил программу научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, поручаемых Губкинскому университету и подлежащих выполнению в 2018–2020 гг. В числе включенных в эту программу проектов:

– разработка и внедрение учебно-тренажерных комплексов по существующим и перспективным проектам Группы «Газпром» на базе Многофункционального учебно-тренажерного центра по работе с цифровыми двойниками наземных и морских технологических объектов нефтегазового комплекса Губкинского университета;

– композиционная гидродинамическая модель временного подземного хранилища гелиевого концентрата. Использование хранилищ позволит решить проблему неравномерности подачи гелия в «трубу» снижением его потерь;

– литолого-петрофизические модели залежей Русановского, Ленинградского, Круzenштернского газоконденсатных месторождений и перспективных структур



Занятия в Центре управления разработкой месторождений

на Приямальском шельфе – оценка и обоснование их нефтегазовых ресурсов;

– проект многопоточного газодинамического аппарата для добычи углеводородов в осложненных условиях (высокая вязкость, механические примеси, жидкость) на месторождениях ПАО «Газпром» (таких как Уренгойское, Ямбургское, Бованенковское; в перспективе – арктический шельф), вошедших в стадию падения пластового давления и обводнения залежи;

– структурно-вещественные модели терригенных пород-коллекторов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. Экономическая эффективность заключается в повышении оперативности принятия управлеченческих решений ПАО «Газпром» при разработке неоднородных сложно-построенных терригенных про-

дуктивных пластов Чаяндинского месторождения;

– технология получения нового катализатора изомеризации легких углеводородов. Результаты этой деятельности будут использоваться при организации работ по глубокой переработке углеводородного сырья в качественные моторные топлива на объектах ПАО «Газпром».

В НАШИ ДНИ

Сегодня в прессе, на различных конференциях и форумах, где обсуждается будущее высшей школы, достаточно громко звучат голоса тех, кто считает существование отраслевых университетов архаизмом, а их самих – осколками плановой экономики советского времени. В Губкинском университете с этим не согласны, и новейшая история его развития подтверждает, что именно приверженность курсу, начертанному основателем вуза академиком И.М. Губкиным, обеспечивает высокую конкурентоспособность университета в мире, о чем однозначно свидетельствуют следующие факты.

География международного присутствия университета расширилась к 2020 г. до 80 стран. Сотрудничество на договорной основе вуз осуществляется с организациями более чем



Вручение ордена «Дружба»
за большой вклад в подготовку
высококвалифицированных
специалистов для нефтегазовой
отрасли Узбекистана



Распоряжение Президента РФ
В.В. Путина о поощрении РГУ нефти
и газа (НИУ) имени И.М. Губкина [7]

в 50 странах мира. В числе зарубежных партнеров РГУ нефти и газа свыше 100 университетов (Австрия, Аргентина, Бахрейн, Болгария, Великобритания, Венесуэла, Вьетнам, Германия, Индия, Ирак, Казахстан, Китай, Колумбия, Кувейт, Малайзия, Нидерланды, Норвегия, Румыния, Сербия, Судан, США, Турция, Узбекистан, Финляндия, Франция, Швеция) и более 50 нефтегазовых компаний и научных центров. Доля иностранных студентов, аспирантов в общем

контингенте обучающихся приближается уже к 20 % [5].

Количество обучающихся по шести магистерским программам, предусматривающим возможность получения дипломов двух университетов – Губкинского и зарубежного, составило 40 человек. Это совместные программы с пятью вузами:

– Французским институтом нефти (программы «Моделирование природных резервуаров и проектирование их разработки» и «Международный нефтегазовый бизнес»);

– Университетом Ставангера, Норвегия (программа «Технологии освоения морских нефтегазовых месторождений»);

– Университетом Молде, Норвегия (программа «Нефтегазовая логистика»);

– Горным университетом Леобена, Австрия (программа «Передовые технологии строительства и эксплуатации нефтегазовых скважин»);

– Королевским технологическим институтом, Швеция (программа «Энергоэффективность и альтернативная энергетика») [6].

При этом «Газпром» с самого начала поддерживает, в том числе и финансово, совместные магистерские программы вуза с норвежским университетом Ставангера и австрийским университетом Леобена.

Десятилетняя образовательная деятельность филиала университета в Узбекистане (г. Ташкент), ставшего в республике одним из наиболее престижных центров подготовки инженерных кадров, была по достоинству оценена на го-

сударственном уровне: в 2018 г. указом Президента Республики Узбекистан Шавката Мирзиёева РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина награжден орденом «Дружба» за большой вклад в подготовку высококвалифицированных специалистов для нефтегазовой отрасли Узбекистана [6]. За всю историю независимого Узбекистана Ташкентский филиал РГУ нефти и газа стал единственным зарубежным вузом, удостоенным высшей государственной награды.

Губкинский университет служит базовой организацией государств – участников СНГ по подготовке, переподготовке и повышению квалификации кадров в нефтегазовой отрасли.

За прошедшие 90 лет вуз подготовил свыше 100 тыс. высококвалифицированных специалистов для более чем 100 стран мира. Но не количество выпускников определяет роль и место университета в нефтегазовом комплексе страны. Без преувеличения можно сказать, что в каждом кубометре газа, каждой тонне нефти, добываемой в стране, заключен труд большого коллектива преподавателей и сотрудников РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Недаром 38 губкинцев были удостоены звания лауреата Ленинской премии в области науки и техники и свыше 300 стали лауреатами Государственной премии СССР и РФ, премий Правительства РФ, а именами сотрудников и выпускников вуза названы города, предприятия, институты, научно-исследовательские суда, крупнейшие месторождения нефти и газа. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина: монография / под ред. проф. А.И. Владимирова и проф. В.Н. Виноградова. М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа, 2005.
2. Шайнбаум В.С. Очерки истории создания и деятельности совета попечителей губкинского университета / под ред. А.И. Владимирова. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020.
3. Мартынов В.Г., Будзуляк Б.В., Короленок А.М. и др. Многоуровневая система подготовки высококвалифицированных кадров в области диагностики и ремонта газотранспортных систем // Энергосберегающие технологии и техническая диагностика: сб. науч. трудов НОЦ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина № 1. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. С. 14–28.
4. Программа инновационного развития ОАО «Газпром» до 2020 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.serconsrus.ru/images/gazprom/programma-razvitiya.pdf> (дата обращения: 26.07.2020).
5. Koshelev V.N., Lopatin A.S., Sheinbaum V.S. Following the precepts of I.M. Gubkin // Высшее образование в России. 2020. № 4. С. 51–62.
6. Мартынов В.Г., Кошелев В.Н., Лопатин А.С., Шайнбаум В.С. Следуя заветам Ивана Михайловича Губкина // Нефтяное хозяйство. 2020. № 3 (1157). С. 6–8.
7. Президент РФ. Распоряжение № 185-рп от 20.07.2020 «О поощрении» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202007210001?index=24&rangeSize=1> (дата обращения: 06.08.2020).



ТАТАРСТАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

2-4 сентября
Казань-2020



27-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ & ГАЗ & НЕФТЕХИМИЯ



OILEXPO.EXPOKAZAN.RU



ОРГКОМИТЕТ:

ОАО «Казанская ярмарка»
Россия, 420059, г. Казань,
Оренбургский тракт, 8
expokazan02@mail.ru
Тел. (843) 202-29-00
www.expokazan.ru

ОРГАНИЗАТОРЫ:

Кабинет Министров Республики Татарстан,
Министерство промышленности и торговли
Республики Татарстан, Мэрия города Казани,
ОАО «Казанская ярмарка»

При поддержке Президента Республики
Татарстан Р.Н. Минниханова



МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ: МВЦ «Казань Экспо»

АО «ГАЗПРОМ ОРГЭНЕРГОГАЗ»: СПЛАВ НАУКИ И ПРОИЗВОДСТВА

В сентябре 2020 г. АО «Газпром оргэнергогаз» отмечает знаменательную дату – 50 лет со дня образования. Генеральный директор Общества Борис Леонидович Житомирский рассказывает о его истории и сегодняшнем дне.

– **Борис Леонидович, с чего начиналась история АО «Газпром оргэнергогаз»?**

В 70-е гг. прошлого века отечественная газовая промышленность переживала бурное развитие – осваивались новые месторождения, строились магистральные газопроводы (МГ), сооружались подземные хранилища газа. Значительный объем стоявших перед отраслью задач продиктовал необходимость создания организации, занимающейся широким спектром инженерных услуг.

Так в сентябре 1970 г. Приказом Министерства газовой промышленности СССР на базе теплотехнических лабораторий «Север» и «Юг» Управления МГ было создано Специализированное управление по организации эксплуатации энергомеханического оборудования предприятий транспорта газа «Оргэнергогаз», ныне АО «Газпром оргэнергогаз».

Возглавляемое в разные годы талантливыми инженерами и организаторами – Б.Л. Кутаркиным, А.Д. Тихоновым, В.А. Усошиным, Б.Н. Антиповым, А.А. Филатовым и А.В. Топилиным, Общество с первых же дней своего образования достойно справлялось со всеми возложенными на него задачами.

В момент создания «Оргэнергогаза» его основными направлениями деятельности были выполнение пусконаладочных работ и организация эксплуатации пусковых объектов отрасли.

В 1980–90-е гг. «Оргэнергогаз» уже приобрел статус предприятия союзного значения с филиалами в Краснодаре, Саратове,

Ростове-на-Дону, Ленинграде, Горьком, Минске, Ухте, Сургуте, Киеве, Донецке, Харькове, Одессе, Днепропетровске, Ташкенте, Уфе, Коми АССР, Туркменской ССР.

Расширился спектр оказываемых Обществом услуг и технологий собственной разработки.

Одним из важнейших достижений, полагаю, стало создание и внедрение отраслевой системы диагностического обслуживания газотранспортного оборудования компрессорных станций (КС). На основании Постановления Совета Министров СССР от 25.09.1980 г. № 835 на базе «Оргэнергогаза» был создан диагностический центр газовой промышленности, основной задачей которого стало своевременное предупреждение аварийных ситуаций на газопроводах и газоперекачивающем оборудовании компрессорных установок.

Среди приоритетных направлений того времени могу назвать контроль качества и приемки газоперекачивающего и энергомеханического оборудования на предприятиях-изготовителях; диагностическое обследование МГ при помощи внутритрубных снарядов-дефектоскопов; очистку полости, калибровку, испытание и осушку трубопроводов; производство изделий из композитных материалов; разработку и внедрение газобаллонного оборудования для автомобилей; космический мониторинг технического и экологического состояния МГ и прилегающих территорий.

Были разработаны и внедрены такие передовые технологии, как дистанционный мониторинг



Б.Л. Житомирский, генеральный директор АО «Газпром оргэнергогаз»

состояния потенциально опасных участков МГ при помощи «интеллектуальных» вставок, позволяющих повысить эксплуатационную надежность газопровода; высокоеффективные технологии для ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов с поверхности воды и грунта с помощью разработанного нашими специалистами сорбента СТРГ, получившие российские и международные патенты.

Ярким примером использования ресурсосберегающих и экологически чистых технологий считается запуск на территории предприятия в г. Видном отличающейся уникальными экологическими характеристиками энергетической установки нового поколения на топливных элементах, разработанной и изготовленной по нашему техническому заданию корпорацией United Technologies. Это стало одним из первых шагов по внедрению инновационных высокоеффективных и безопасных для экологии технологий в области энергообеспечения объектов ПАО «Газпром».

– **В реализации каких проектов был задействован «Оргэнергогаз» в 1970–90-е гг.?**

– В этот период мы выполняли пусконаладочные работы на таких значимых для экономики страны проектах, как МГ Средняя Азия – Центр, «Союз», «Сияние Севера», Сургут – Челябинск, Оренбург – Новопсков, Уренгой – Помары – Ужгород, Северные районы Тюменской области – Торжок, Вынгапур – Челябинск, Ямбург – Тула – 1 и Ямбург – Тула – 2, Ямбург – Елец – 1 и Ямбург – Елец – 2 и др.

– Участие в каких масштабных проектах в последующие десятилетия вы считаете безусловным достижением Общества?

– АО «Газпром оргэнергогаз» участвовало в реализации транснациональных проектов «Ямал – Европа» и «Голубой поток». Можно по праву гордиться тем фактом, что при строительстве «Голубого потока» – газотранспортного сооружения, открывшего новую страницу в истории развития современных газотранспортных технологий, – специалистами Общества впервые в мировой практике были применены технологии собственной разработки для уникальной операции по осушке и последующему заполнению азотом и природным газом морского перехода этого газопровода.

С учетом опыта «Оргэнергогаза» решениями Председателя Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллера в 2010 г. предприятие было определено генеральным подрядчиком по проведению пусконаладочных работ на ряде масштабных пусковых объектов и с честью справилось с этой задачей. Наши специалисты своим самоотверженным трудом внесли значительный вклад в реализацию таких проектов, как МГ Северо-Европейский, Бованенково – Ухта и Сахалин – Хабаровск – Владивосток, а также Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение и газоснабжение Камчатской обл.

Новую ступень в развитии Общества ознаменовало участие во вводе в эксплуатацию уникальных с точки зрения реализуемых технических решений морских проектов: Приразломного нефтяного месторождения (шельф Печорского моря) и расположенного на северо-восточном шельфе о-ва Сахалин Киринского газоконденсатного месторождения – единственного на российском шельфе, где добыча ведется с помощью подводного добывающего комплекса без использования платформ и иных надводных конструкций.



– Как сегодня развиваются приоритетные направления деятельности Общества?

– Сегодня АО «Газпром оргэнергогаз» представляет собой инжиниринговую компанию, выполняющую широкий спектр организационно-технических и научно-технических работ и услуг на всех этапах жизненного цикла объектов добычи, транспорта, хранения и переработки газа, а также объектов электроэнергетики ПАО «Газпром», начиная с участия в их проектировании и заканчивая инжиниринговым обеспечением капитального ремонта и реконструкции.

Вертикально интегрированная организационная структура Общества включает пять инженерно-технических центров, четыре специализированных управления, один филиал, четыре обособленных участка, три дочерних общества, охватывающих своей деятельностью значительную часть территории Российской Федерации.

Мы вносим значимый вклад в реализацию крупнейших инвестиционных проектов ПАО «Газпром», выполняя пусконаладочные работы на МГ «Сила Сибири» и Северо-Европейский газопровод – 2.

Продолжаются пусконаладочные работы на пусковых объектах Бованенковского нефтегазо-

конденсатного месторождения, Пунгинского подземного хранилища газа, линейной части и КС МГ Бованенково – Ухта.

Следует отметить, что за ввод в эксплуатацию объектов МГ Бованенково – Ухта специалистам Общества были вручены высокие правительственные и ведомственные награды, а также благодарственные письма Президента Российской Федерации.

Продолжается деятельность созданного в 1980 г. на базе нашего предприятия диагностического центра газовой промышленности. Общество выполняет работы по техническому диагностированию объектов большинства газотранспортных и газодобывающих дочерних обществ ПАО «Газпром».

В сотрудничестве с ведущими отечественными и зарубежными научными, научно-производственными и образовательными организациями специалисты компании разработали и внедрили многоуровневую систему подготовки кадров в области диагностики и ремонта газотранспортных систем, удостоенную Премии Правительства РФ в области образования. Кроме того, нами созданы новые технологии и средства технического диагностирования технологического оборудования и трубопроводов.

Сегодня перед компанией стоит задача разработать теоретические основы и практические инструменты для внедрения нового подхода к диагностическому обслуживанию – переходу от периодических работ по диагностированию к непрерывному автоматизированному мониторингу технического состояния и оценке ресурса оборудования и трубопроводов с применением технологии цифровых двойников.

Функции контроля качества и приемки газоперекачивающего и энергомеханического оборудования на предприятиях-изготовителях были возложены на АО «Газпром оргэнергогаз» в 1985 г., и сегодня Общество в соответствии с указанием Председателя Правления

ПАО «Газпром» А.Б. Миллера – единственный поставщик данного вида услуг.

В настоящее время 15 отделов Центра ведомственной приемки работают на всех ведущих российских предприятиях – изготовителях газоперекачивающего, энергомеханического, нефтехимического оборудования и трубопроводной арматуры, осуществляя корпоративный контроль качества и приемки более 46 % общего парка материально-технических ресурсов, поставляемых для ПАО «Газпром».

Продолжает развиваться ИСТС «Инфотех» – единственная в ПАО «Газпром» информационная система оценки технического состояния технологических объектов, прошедшая с момента своего создания в 2001 г. путь развития от программы, решающей локальные задачи сбора данных, до мощного всеобъемлющего корпоративного портала.

Территория присутствия системы – 64 компании Группы «Газпром» и Администрация ПАО «Газпром». Ее главной задачей стало обеспечение надежности и бесперебойности процессов получения и анализа информации, поступающей в оперативном режиме от дочерних эксплуатирующих организаций в Администрацию ПАО «Газпром».

Ведется серьезная работа по еще большему вовлечению ИСТС «Инфотех» в единое информационное пространство ПАО «Газпром».

Используя научно-технический потенциал и накопленный опыт, Общество оказывает ряд инженеринговых и консалтинговых услуг, охватывающих все этапы жизненного цикла оборудования, трубопроводов и систем, эксплуатируемых на объектах нефтегазовой отрасли Единой системы газоснабжения, таких как оценка проектных и технических решений и применяемых технологий; оценка эффективности систем эксплуатации и обслуживания нефтегазовых объектов; комплексный анализ их технического состояния; оптими-



зация существующих и разработка современных систем технического обслуживания и ремонта технологического оборудования по результатам анализа технического состояния, разработка нормативно-технического и методического обеспечения работ.

В качестве полномочного представителя заказчиков и эксплуатирующих организаций «Оргэнергогаз» оказывает услуги независимого строительного контроля при новом строительстве, капитальном ремонте и реконструкции объектов, а также технического диагностирования опасных производственных объектов при проведении строительно-монтажных работ, в том числе отбраковку труб и соединительных деталей.

В 2018 г. Система добровольной сертификации (СДС) ИНТЕРГАЗСЕРТ подтвердила компетентность АО «Газпром оргэнергогаз» в качестве испытательной лаборатории (центра), что позволило увеличить загрузку уникальных испытательных мощностей Общества при оказании услуг по сертификационным испытаниям широкой номенклатуры оборудования, поставляемого на объекты ПАО «Газпром». Кроме того, Общество аккредитовано Федеральной службой по аккредитации РФ в качестве испытательной лаборатории, которой на сегодняшний день проведено уже более 100 сертификационных испытаний продукции для нужд СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ.

В распоряжении Общества имеется комплексный полигон по проведению всех видов испытаний оборудования газораспределительных станций и трубопроводной арматуры в условиях, максимально приближенных к условиям эксплуатации, испытательный стенд РЗА и АСУ-Э, а также стенд для испытаний и калибровки средств внутритрубной диагностики.

Наше дочернее предприятие, ООО «ОргТрубопроводСервис», выступило субподрядчиком по пневмоиспытаниям, осушке и заполнению азотом трубопроводов общей протяженностью 710 км в составе строек МГ Грязовец – КС «Славянская», Сахалин – Хабаровск – Владивосток и др., а также по осушке и заполнению азотом технологических трубопроводов пяти КС.

– **Какие передовые технологии и оборудование применяет АО «Газпром оргэнергогаз» при оказании услуг?**

– Приоритетом технического развития Общества всегда было оказание услуг на базе высокотехнологичных решений и приборно-технических средств.

Так, в ходе строительства МГ «Северный поток» специалисты Общества впервые в мировой практике применили подтвержденные семью патентами технологии собственной разработки, обеспечивающие высокий уровень эксплуатационной надежности газопровода и включающие очистку полости и калибровку газопровода, гидравлические испытания повышенным давлением (метод стресс-теста), вытеснение воды с пропуском поршней, осушку полости до температуры точки росы -20°C , а на участке газопровода от КС «Елизаветинская» до КС «Портовая» – до -50°C .

В рамках программы перехода от периодических работ по диагностированию объектов к непрерывному автоматизированному мониторингу их технического состояния АО «Газпром оргэнергогаз» была

разработана и внедрена удостоившаяся Премии ПАО «Газпром» в области науки и техники система мониторинга напряженно-деформированного состояния потенциально опасных участков линейной части МГ, которая уже более 10 лет успешно эксплуатируется на ряде объектов ПАО «Газпром», в том числе на газопроводах Россия – Турция и Сахалин – Хабаровск – Владивосток.

Дальнейшее развитие это направление получило в виде разработки комплексной системы мониторинга технического состояния зданий, сооружений, технологического оборудования и трубопроводов, позволяющей в режиме реального времени оценить текущее техническое состояние контролируемого объекта, определить его надежность и остаточный ресурс и таким образом снизить уровень риска аварий и оптимизировать затраты на обслуживание и ремонт, что подтверждается успешной эксплуатацией систем на КС 000 «Газпром трансгаз Чайковский» и 000 «Газпром трансгаз Казань».

Завершаются работы по внедрению комплексной системы мониторинга на уникальном объекте – КС «Портовая», что позволит перейти на новый уровень обеспечения надежности объектов.

Совершенствуются модели разработанных нашим филиалом «Саратоворгдиагностика» внутритрубных диагностических комплексов, предназначенных для обследования магистральных и технологических трубопроводов.

В настоящее время проходят предварительные испытания дефектоскопы поперечного намагничивания УМДП-1400 и УМДП-1200.

На стадии изготовления – снаряд-дефектоскоп УМДП-1000, основной конструктивной особенностью которого стала возможность перехода на малый шаг и интервал опроса, что позволяет получить более подробную магнитограмму стенки трубопровода, необходимую для проведения качественного анализа его технического состояния.



ГЕОГРАФИЯ МЕЖДУНАРОДНОГО СОТРУДНИЧЕСТВА АО «ГАЗПРОМ ОРГЭНЕРГОГАЗ»:
АВСТРИЯ, АЗЕРБАЙДЖАН, АЛЖИР, АРМЕНИЯ, БЕЛОРУССИЯ, БОЛГАРИЯ,
ВЕЛИКОБРИТАНИЯ, ГЕРМАНИЯ, ИРАК, ИРАН, ИТАЛИЯ, ЛАТВИЯ, ЛИВИЯ, ЛИТВА,
КАЗАХСТАН, КИРГИЗИЯ, КИТАЙ, МОЛДОВА, ПОЛЬША, США, ТУРКМЕНИЯ,
УЗБЕКИСТАН, УКРАИНА, ФРАНЦИЯ, ЭСТОНИЯ, ЧЕХИЯ, ЮЖНАЯ КОРЕЯ.

Производимые нашим дочерним предприятием, ЗАО «Газкомпозит», уникальные электроизолирующие вставки, обеспечивающие электрическую изоляцию катодно-зашщщенного объекта от катодно-незащищенного, применяются в системах транспортировки природного и сжиженного газа, сырой нефти и других веществ и позволяют значительно снизить эффект коррозии, вызванной воздействием блуждающих токов. Данная разработка, награжденная отраслевой премией в области науки и техники, внесена в реестр продукции, разрешенной к применению в ПАО «Газпром».

– Борис Леонидович, после вашего рассказа о собственных разработках передовых технологий и приборно-технических средств хотелось бы подробнее узнать о научно-техническом потенциале Общества.

– На мой взгляд, АО «Газпром оргэнергогаз» – наглядный пример органичного сплава науки и производства: на постоянной основе действует научно-технический совет, поддерживается тесное сотрудничество с такими крупными научными отраслевыми

предприятиями, как 000 «Газпром ВНИИГАЗ», АО «Газпром промгаз», 000 «ТюменНИИгипрогаз», АО «Гипрогазцентр».

Развивается сотрудничество с Московским государственным техническим университетом имени Н.Э. Баумана, Казанским национальным исследовательским технологическим университетом и Уфимским государственным нефтяным техническим университетом.

Особенно тесные связи компания поддерживает с опорным отраслевым вузом – Российским государственным университетом (НИУ) нефти и газа имени И.М. Губкина. В рамках интеграции науки, производства и образования в АО «Газпром оргэнергогаз» успешно функционирует филиал кафедры термодинамики и тепловых двигателей университета, созданный в целях эффективного использования в учебном процессе интеллектуальных и материально-технических ресурсов Общества и решения проблем его обеспечения инженерными кадрами.

Как я уже упоминал, ряд наших разработок удостоен премий Правительства РФ и ПАО «Газпром» в области науки и техники.



– Расскажите о вашем опыте организации проведения отраслевых конференций, семинаров и совещаний.

– Общество имеет обширный опыт организации проведения отраслевых конференций, семинаров и совещаний, в том числе и международных, занявших достойное место в ряду мероприятий, направленных на совершенствование технической политики ПАО «Газпром».

Хотел бы упомянуть такие знаковые мероприятия, как международные деловые встречи «Диагностика», международные конференции «Обслуживание и ремонт магистральных газопроводов», семинары «Диагностика оборудования и трубопроводов КС» и «Организация и управление комплексом пусконаладочных работ на инвестиционных объектах ПАО «Газпром», а также совещания по итогам разработки и внедрения новых видов энергетического оборудования и технологий, совещания главных энергетиков дочерних обществ ПАО «Газпром».

– Каковы приоритетные задачи Общества на ближайшую перспективу?

– Непрерывно расширяя круг решаемых задач и внедряя новейшие технологии, мы продолжаем

активно участвовать в реализации ключевых проектов ПАО «Газпром».

Приоритетными задачами Общества на ближайшую перспективу считаем выполнение пусконаладочных работ на МГ «Сила Сибири» и «Северный поток – 2».

В ответ на требования времени мы расширяем работы по диагностическому обслуживанию объектов добычи и переработки газа, наращиваем объемы опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ и внедрения их результатов на объектах отрасли.

Важным представляется тот факт, что начиная с 2013 г. ООО «ОргТрубопроводСервис» выполнило самый большой объем работ по осушке и азотированию газопроводов по сравнению с остальными исполнителями данного вида работ.

В его планах – увеличение объема работ по испытанию, осушке и заполнению азотом строящихся и реконструируемых МГ с применением усовершенствованной комплексной технологии.

– Помимо производственного аспекта, есть ведь и «человеческое лицо» компании, ее социальная ответственность.

– Повышение социальной защищенности работников, улучшение условий их труда и отдыха всегда

было одним из приоритетов администрации и первичной профсоюзной организации Общества. Это и добровольное медицинское страхование, и поддержка сотрудников, имеющих детей, и выплата дополнительных негосударственных пенсий, и материальная помощь бывшим сотрудникам компании.

В заключение хочу подчеркнуть, что преемственность поколений, высокая квалификация и многогранный опыт коллектива, а также развитие накопленного за 50-летнюю историю производственного, технического и кадрового потенциала и в дальнейшем позволят коллективу АО «Газпром оргэнергогаз» вносить достойный вклад в реализацию ключевых проектов ПАО «Газпром» и обеспечение надежной и эффективной работы объектов Единой системы газоснабжения. ■



АО «Газпром оргэнергогаз»

115304, РФ, г. Москва,
ул. Луганская, д. 11
Тел.: +7 (495) 355-90-50
Факс: +7 (495) 355-91-12
E-mail: oeg@oeg.gazprom.ru
www.orgenergogaz.gazprom.ru

ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА ГАЗОПРОВОДОВ НА ОБЪЕКТАХ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ НИЖНИЙ НОВГОРОД»

Безопасная и эффективная эксплуатация газопроводов – важнейшая задача любого газотранспортного предприятия. Надежную работу системы газоснабжения потребителей обеспечивают десятки дочерних обществ ПАО «Газпром», в числе которых – ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород». В этом году Общество отмечает свое 60-летие. В настоящий момент предприятие эксплуатирует более 13 тыс. км газопроводов на территории 15 субъектов Российской Федерации, расположенных в пределах Центрального и Приволжского федеральных округов. Значительная протяженность и труднодоступность газопроводов определяют специфику работы Общества в области контроля их технического состояния.

Наиболее показательным методом оценки считается внутритрубная диагностика (ВТД). Это комплекс работ, направленный на получение информации о дефектах газопровода с использованием внутритрубных инспекционных приборов (ВИП). Они позволяют оценить как внутренние, так и наружные дефекты труб и сварных соединений.

Не все газопроводы в регионах присутствия предприятия оборудованы для проведения ВТД. Поэтому специалистами Общества ежегодно проводится планомерная работа по подготовке к диагностике с применением временных камер запуска и приема ВИП.

В 2019 г. такие работы выполнены на магистральных газопроводах Уренгой – Ужгород и Уренгой – Центр – 1. Очистка и ВТД проведены на территории Республики Марий Эл на участках газопроводов 2207–2226 км и 2210–2228 км соответственно.

В 2020 г. работа продолжается на участках Уренгой – Ужгород 2228–2241 км и Уренгой – Центр – 1 2230–2244 км, тем самым обеспечивается надежность газопроводов в границах ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород».



По результатам ВТД идентифицированы дефекты труб и сварных стыков в шурфах методами неразрушающего контроля. На основе выполненных расчетов сроков безопасной эксплуатации труб был сформирован и утвержден план проведения ремонтных работ на объектах.

В 2020 г. аналогичная работа продолжается на участках Уренгой – Ужгород 2228–2241 км и Уренгой – Центр – 1 2230–2244 км, тем самым обеспечивается надежность газопроводов в границах ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород».

С начала 2020 г. на объектах предприятия проведена ВТД более 1400 км магистральных газопроводов. На основе полученной информации было заменено 34 км газопроводов, что составило 73 % годового плана. В настоящее время

в нескольких филиалах «Газпром трансгаз Нижний Новгород» ведутся работы по замене дефектной трубопроводной арматуры и тройниковых соединений, а также ремонту подводных переходов.

В рамках программы по повышению энергоэффективности транспортировки газа перед проведением огневых работ выполнена перекачка 20 млн м³ природного газа с применением мобильных компрессорных станций.

Своевременно проведенные ВТД, наружные обследования и ремонт позволяют обеспечить безаварийное и безопасное функционирование участков газопроводов, а следовательно, бесперебойную транспортировку газа. ■

Материал подготовлен
на основе информации пресс-службы ООО «Газпром трансгаз
Нижний Новгород»



ООО «Газпром трансгаз
Нижний Новгород»
603950, РФ, г. Нижний Новгород,
ул. Звездинка, д. 11
Тел.: +7 (831) 433-16-95
Факс: +7 (831) 430-81-28
E-mail: ceo@vtg.gazprom.ru
www.n-novgorod-tr.gazprom.ru

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ МОТОРНОГО ТОПЛИВА. РАЗВИТИЕ, ОПЫТ, РЕЗУЛЬТАТ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ НИЖНИЙ НОВГОРОД»

А.Н. Зеваков, ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»
(Нижний Новгород, РФ)

Д.В. Сазанова, ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»

Е.Г. Калинин, ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»

Производство и реализация компримированного и сжиженного природного газа в качестве моторного топлива – одно из приоритетных направлений деятельности ПАО «Газпром».
ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» стало одним из лидеров реализации Программы по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива на собственном транспорте на предприятиях Группы «Газпром».
В статье приводится описание мероприятий, проведенных в целях развития газозаправочной инфраструктуры, увеличения парка газобаллонного автотранспорта. Авторами отмечается важность регулярного мониторинга показателей реализации программы. Рассматриваются результаты проведенной работы, в том числе и экономический эффект от популяризации использования газомоторного топлива и увеличения количества автомобилей с газобаллонным оборудованием.

Метан – современное моторное топливо, которое в последние годы набирает все большую популярность в России. Этот газ признан одним из самых безопасных, экологичных и экономичных видов топлива.

Метан относится к четвертому классу опасности: он легче воздуха и при утечке быстро улетучивается. Температура его самовоспламенения составляет 540 °С, что в 2 раза выше, чем у бензина (270 °С). Все это позволило метану получить звание самого безопасного вида топлива.

При замене бензина на газомоторное топливо (ГМТ) выброс автомобилями токсичных составляющих в атмосферу снижается в 2–5 раз по различным компонентам.

В среднем по России цена метана на заправках составляет 16 руб. за 1 м³. Стоимость 1 км пути на метане для легкового автотранспорта – 1,6 руб. По расходу 1 м³ метана эквивалентен 1 л бензина. Кроме этого, снижаются эксплуатационные затраты за счет увеличения моторесурса двигателя

и уменьшения расхода моторного масла автомобиля.

РАСШИРЕНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ МОТОРНОГО ТОПЛИВА

С 2014 г. на предприятиях Группы «Газпром» реализуется Программа по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива на собственном транспорте (рис. 1). В 2019 г. утверждена программа на период 2020–2022 гг. в рамках реализации перечня по-ручений, разработанных по итогам совещания при Президенте Российской Федерации, предусматривающая увеличение парка автомобильного транспорта Группы «Газпром» на ГМТ (рис. 2).

ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» стало одним из лидеров реализации программы. На сегодняшний день Общество эксплуатирует 646 ед. собственной техники, оснащенной газовым оборудованием (из них 27 ед. приобретено в 2019 г.), что составляет 53,5 % от общего автопарка, разрешенного для эксплуатации

с использованием газобаллонного оборудования (ГБО).

С увеличением доли газобаллонных автомобилей соответственно растет и экономический эффект. Так, по итогам 2019 г. экономия от замещения жидкого топлива природным газом увеличилась на 4 % в сравнении с 2018 г.

Ежегодно расширяется газозаправочная инфраструктура в регионах деятельности предприятия. С начала реализации программы (2014 г.) уровень охвата автотехники, заправляемой природным газом на объектах газозаправочной инфраструктуры, вырос с 33,3 до 87,5 % автопарка предприятия (рис. 3). За это время в регионе нахождения производственных объектов Общества введено четыре автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС) ООО «Газпром газомоторное топливо»: в Кирове, Владимире, Коврове (Владимирская обл.) и Арзамасе (Нижегородская обл.). Общество по поручению ПАО «Газпром» организовывало взаимодействие с региональными структурами

власти и ресурсоснабжающими организациями и принимало непосредственное участие в строительстве объектов. Кроме того, Обществом на площадках линейных производственных управлений магистральных газопроводов введено в эксплуатацию четыре газозаправочных модуля (МКЗСА-50-2У1) и два передвижных автомобильных газовых заправщика ПАГЗ-5000. В 2021 г. запланирован ввод шести блочных заправочных модулей на территории линейных управлений.

Тем не менее инфраструктуру для заправки автомобилей метаном пока еще нельзя назвать достаточной. Филиалам ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», которые расположены в 16 регионах страны, приходится решать вопрос по организации транспортной логистики в условиях ограниченности сети АГНКС.

Приоритет в использовании техники для осуществления производственной деятельности предприятия всегда отдается газобаллонным транспортным средствам. Запас хода таких автомобилей ограничен 200–500 км. При планировании маршрута на территории, где заправка автомобиля метаном невозможна, используется двухтопливная техника (с двигателями, способными работать как на метане, так и на бензине). В таких случаях до места назначения автомобили доеzzают на метане, обратно возвращаются на бензине.

При направлении газомоторного транспорта по маршрутам, где отсутствует газозаправочная инфраструктура, начальник автоколонны тщательно прорабатывает логистическую схему, просматривает возможность заправки по пути следования, в том числе с отклонением от маршрута. В этом случае время нахождения в пути увеличивается, но обеспечивается возможность движения транспортного средства на ГМТ.

Достижение результатов невозможно без организации плановой, системной работы. Для этого

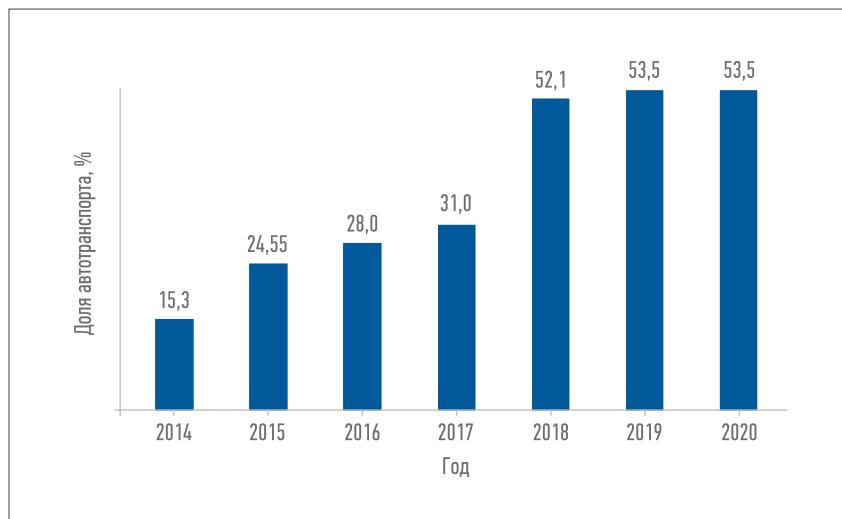


Рис. 1. Доля автотранспорта с газобаллонным оборудованием в структуре автопарка Группы «Газпром»

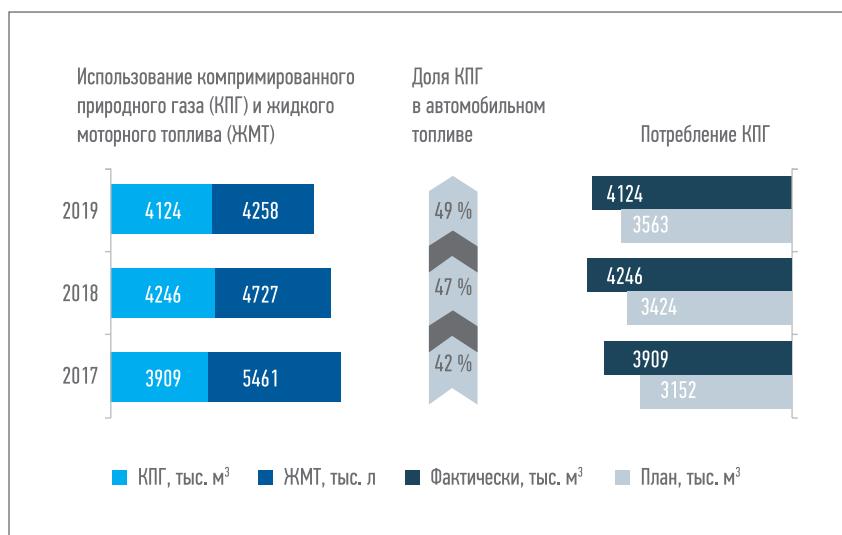


Рис. 2. Результаты реализации программы использования компримированного природного газа в Группе «Газпром»

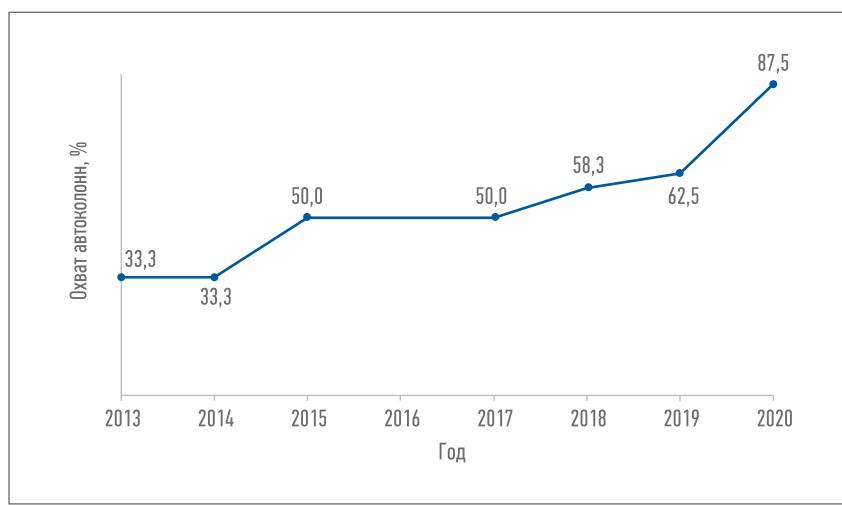


Рис. 3. Уровень охвата автогазонами объектами газозаправочной инфраструктуры



Рис. 4. Техника на газовом топливе на выставке в Саранске



Рис. 5. Грузовые автомобили УАЗ, ГАЗ, КамАЗ, «Урал» в Нижнем Новгороде

в 000 «Газпром трансгаз Нижний Новгород» реализуется система мониторинга показателей. Ежемесячно ответственные по направлению деятельности в отделе главного механика и в транспортном отделе предприятия проводят планфактный анализ по трем показателям: обеспечение отгрузки КПГ собственному автотранспорту с объектов газомоторной инфраструктуры, находящихся в собственной эксплуатации, в объеме не ниже уровня предыдущего года; обеспечение заданного объема потребления компримированного газа (3916 м^3 – по плану на 2019 г.) и обеспечение среднего значения пробега газобаллонной техники не ниже 20 тыс. км на одну единицу в год. Отклонений в выполнении показателей за последние 5 лет не допущено, осуществляется прогнозирование и оценка рисков на будущие периоды.

Положительный опыт 000 «Газпром трансгаз Нижний Новгород», полученный в результате целенаправленной работы по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива, стимулирует предприятие продвигать эту тему в регионах эксплуатационной ответственности Общества, что, в свою очередь, влияет на развитие рынка ГМТ.

В 2019 г. было организовано четыре выставки автомобильной техники, работающей на метане: в Нижнем Новгороде, Арзамасе (Нижегородская обл.) и Саранске (рис. 4). В каждой из экспозиций представлено около 20 моделей: легковые и грузовые автомобили УАЗ, ГАЗ, КамАЗ, «Урал» (рис. 5), пассажирские автобусы ЛиАЗ, КАвЗ, передвижной автомобильный газовый заправщик ПАГЗ-5000 и специальная техника – автомобильный эвакуатор, тротуаро-

уборочный и каналопромывочный автомобили, лаборатория неразрушающего контроля и автовышка на шасси автомобилей КамАЗ, ГАЗ. Посетителями выставок стали более 500 чел. Презентовали технику 30 работников Общества – водители и механики, эксплуатирующие представленные транспортные средства. Приглашенными участниками выставок стали представители региональных и муниципальных органов власти, ПАО «Газпром», заводов-изготовителей оборудования и техники.

«Вопросы развития газомоторной инфраструктуры – на особом контроле. Это обусловлено в том числе наличием в Приволжском федеральном округе (ПФО) ряда крупнейших отечественных автопроизводителей, таких как «КАМАЗ», «АВТОВАЗ», «ГАЗ». Я благодарю Группу «Газпром» за большое внимание к регионам ПФО и надеюсь, что наш округ и в дальнейшем будет в числе приоритетных в работе по развитию газозаправочной инфраструктуры», – подчеркнул полномочный представитель Президента РФ в ПФО И.А. Комаров на выставке в Нижнем Новгороде.

ПЕРСПЕКТИВЫ

Работа по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива на собственном транспорте в 000 «Газпром трансгаз Нижний Новгород» продолжается. На 2020–2022 гг. запланировано приобретение 88 ед. газобаллонных автомобилей, 13 постов выпуска газа и дегазации для обеспечения безопасной эксплуатации и ремонта газобаллонных автомобилей, мобильного пункта переосвидетельствования автомобильных газовых баллонов и стенда для проверки герметичности газовых баллонов III типа для пункта по переосвидетельствованию баллонов. Направление инвестиций продиктовано уверенностью, что метан – ключевая альтернатива нефтяным видам топлива, перспективная сфера развития. ■

МОДУЛЬ РЕГАЗИФИКАЦИИ СПГ – ШАГ ОТ КПГ К СПГ-ИНФРАСТРУКТУРЕ

Я.А. Евдокимов, ООО «НПК «Ленпромавтоматика»
(Санкт-Петербург, РФ)



НПК «ЛЕНПРОМАВТОМАТИКА» разработала и готовит к производству отечественный модуль регазификации сжиженного природного газа. Модуль в габаритах ISO-контейнера оснащен поршневым насосом высокого давления, атмосферным испарителем, блоком аккумуляторов газа и заправочными колонками с компримированным природным газом. Все компоненты – российского производства. Базовая комплектация обеспечивает выдачу 700 м³/ч компримированного природного газа при нормальных условиях при давлении заправки 20 МПа, потребляя менее 50 кВт электрической мощности. Возможна установка на стационарном основании или шасси полуприцепа, что повышает гибкость применения.

Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС) привязаны к газопроводам. Одновременно они выступают в качестве мощных электрических потребителей. Чем ниже давление в газопроводе, тем менее эффективна эксплуатация станции из-за повышения энергозатрат. Таким образом, постройка АГНКС целесообразна там, где есть газ (желательно высокого давления), а востребованы они там, где есть крупные дороги. Эти локации далеко не всегда совпадают. И без того небольшой запас хода газобаллонных автомобилей дополнительно «съедается» холостым пробегом от места эксплуатации к месту заправки.

Перевозка газа к месту, удобному для заправки, при помощи передвижных автомобильных газовых заправщиков малоэффективна. Не случайно большие партии газа давно и успешно доставляют в сжиженном виде. Сжижение не радикально увеличивает цену газа, перевозка жидкого продукта гораздо эффективнее, регазифика-

ция не составляет проблем. Ту же технологию можно успешно применить и в заправке газобаллонных автомобилей, но регазификацию нужно вести при высоком давлении, чтобы на выходе получить готовый компримированный природный газ (КПГ).

Строительство заправочных станций, ориентированных на будущее потребление, а в момент запуска не загруженных – сомнительное предприятие. С другой стороны, без предложения мал и спрос: потребителю не нужен автомобиль, который негде заправить. Возможный переходный этап – развитие сети станций регазификации, заправляющих КПГ-автомобили. Это позволит усовершенствовать производство и перевозку сжиженного природного газа (СПГ), «приучить» рынок к этому товару, привлечь больше клиентов к газовому топливу, повысив удобство сети заправок.

Открыт вопрос конечной цены регазифицированного КПГ для потребителя, ведь сжижение повышает цену, но надо полагать, что при разумном подходе государства и бизнеса эта цена останется конкурентоспособной.

Отсутствие нормативов, регулирующих строительство типовых коммерческих СПГ-заправок, заметно тормозит развитие СПГ-инфраструктуры в России.

Каждый проект требует индивидуального рассмотрения, согласования специальных технических условий, а это затратная и длительная процедура. Существуют нормы и правила, регулирующие строительство станций, осуществляющих заправку регазифицированным КПГ. С применением модульной системы регазификации можно построить объект, имеющий важные элементы СПГ-инфраструктуры (криогенный резервуар, площадка слива СПГ, системы безопасности), но не требующий специального согласования. Затем на введенном в эксплуатацию объекте может быть проведена модернизация в виде установки крионасоса и СПГ-колонки, которая расширит возможности до полноценной СПГ-заправки. Такая схема может быть интересна как простотой согласования, так и быстрым вводом в эксплуатацию с получением прибыли уже на первом этапе. ■



НПК «ЛЕНПРОМАВТОМАТИКА»
199178, РФ, г. Санкт-Петербург,
13-я линия В.О., д. 78
Тел.: +7 (812) 648-24-60
Факс: +7 (812) 648-24-60
E-mail: info@lenprom.spb.ru
www.lenprom.spb.ru

НЕПРЕРЫВНОСТЬ ПРИ ЛЮБЫХ ОБСТОЯТЕЛЬСТВАХ

В условиях пандемии практически все отрасли экономики России, в том числе и нефтегазовая промышленность, подверглись самому большому испытанию за последние годы. Многие организации приложили серьезные усилия, чтобы преодолеть крутые пороги и сохранить бизнес. Для «Сахалин Энерджи» COVID-19 стал вызовом времени, на который компания дала достойный ответ – обратила сложности в новые возможности и обеспечила запас прочности на будущее. О специфике проведения комплексного планового останова газовой цепочки объектов проекта «Сахалин-2» в 2020 г. рассказывает главный исполнительный директор «Сахалин Энерджи» Роман Юрьевич Дацков.

– Роман Юрьевич, компания завершила ремонтную кампанию на объектах газовой инфраструктуры в крайне непростой период. Почему приняли решение не переносить работы?

– Текущий год во многом скорректировал планы компаний. Нефтегазовый бизнес очень чувствителен к воздействию внешних факторов, особенно таких, как объявленная в начале года пандемия новой коронавирусной инфекции. С падением цен на нефть и продолжением санкционного режима главной задачей «Сахалин Энерджи» было в кратчайшие сроки разработать и внедрить комплекс мероприятий по сохранению устойчивости бизнеса в текущих условиях и обеспечить выполнение всех производственных планов.

Непрерывное производство обладает рядом особенностей, которые влияют на организацию процессов технического обслужи-

вания и ремонта технологического оборудования. В первую очередь эти процессы направлены на максимально эффективное использование времени, другими словами – проведение необходимого объема качественных работ по техобслуживанию, ремонту и диагностике в рамках фиксированного периода. С другой стороны, оптимизация длительности планового предпредительного ремонта – от останова до запуска технологического комплекса – без потери качества и количества способствует сокращению упущеной выгоды в виде непроизведенной продукции за время простоя.

«Сахалин Энерджи» – компания непрерывного цикла, поэтому мы ежегодно реализуем мероприятия по техническому обслуживанию всей производственной цепочки в рамках планового останова производства. С учетом особенностей проекта «Сахалин-2» относительно

ограниченного резервирования основного технологического оборудования и его ориентированности на экспорт углеводородного сырья производственный график в этот период всегда максимально насыщен работами по обеспечению надежного и непрерывного функционирования производства в течение всего года.

– Какие ключевые факторы определили успешное завершение работ?

– Для обеспечения эффективного управления компанией в условиях пандемии, подготовки мер по недопущению распространения инфекции на удаленных объектах и оперативного принятия решений был создан Главный координационный комитет (ГКК), в рамках которого разработаны и согласованы все ключевые решения, позволившие сохранить производственные процессы в компании.

«САХАЛИН ЭНЕРДЖИ» – КОМПАНИЯ НЕПРЕРЫВНОГО ЦИКЛА, ПОЭТОМУ МЫ ЕЖЕГОДНО РЕАЛИЗУЕМ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ ВСЕЙ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ЦЕПОЧКИ В РАМКАХ ПЛАНОВОГО ОСТАНОВА ПРОИЗВОДСТВА.



Фокус ГКК направлен на организацию безопасной перевахтовки персонала удаленных объектов «Сахалин Энерджи» и подрядных организаций. Сложность этого процесса была обусловлена обеспечением «стерильности» наших производственных объектов и одновременно выполнением намеченных планов, в том числе и комплекса работ планового останова 2020 г., для реализации которого необходимо было мобилизовать более 1500 человек.

В рамках этой работы компания организовала пункты временного пребывания (ПВП) сотрудников для прохождения 14-дневной изоляции перед заездом на производственные объекты; были разработаны и согласованы с надзорными органами все необходимые регламенты и процедуры (например, «Регламент транспортировки и организации обсервации персонала», «Матрица принятия решения при подозрении на COVID-19», «Алгоритм-регламент взаимодействия при медицинской эвакуации при подозрении на COVID-19»); создан механизм бесконтактной доставки и передачи товарно-материальных ценностей, а также введена их обязательная санитарная обработка. Кроме того, «Сахалин Энерджи» детально проработала порядок взаимодействия с региональным управлением Роспотребнадзора, таможенными и пограничными службами в случае подтверждения заражения коронавирусной инфекцией членов экипажей судов, используемых компанией.

В ходе деятельности ГКК были проанализированы наихудшие сценарии развития событий, на основании которых с областными властями продуманы варианты действий, исключающие остановку работы удаленных производственных объектов. Подрядные организации «Сахалин Энерджи» были проинформированы обо всех решениях ГКК, необходимых для осуществления операционной деятельности.



КОМАНДЫ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ УСПЕШНО, БЕЗ УЩЕРБА ЗДОРОВЬЮ ПЕРСОНАЛА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ ВЫПОЛНИЛИ ВСЕ ПОСТАВЛЕННЫЕ ЗАДАЧИ, ОБЕСПЕЧИВ ТЕМ САМЫМ БЕЗОПАСНОЕ И НАДЕЖНОЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ НАЗЕМНЫХ ОБЪЕКТОВ.

Безусловно, пандемия во многом изменила и привычный режим труда офисного персонала. Для обеспечения безопасности большая часть сотрудников была переведена на дистанционный формат работы. Кроме того, для дезинфекции офисов, производственных объектов, а также транспорта, используемого компанией, закуплены дополнительные дезинфицирующие средства и технические устройства.

Все перечисленные мероприятия позволили нам успешно провести летнюю кампанию по техническому обслуживанию, ремонту и диагностике производственных объектов интегрированной газовой цепочки. Плановый останов был завершен с опережением графика, его длительность в итоге составила 29 дней.

Проведение комплексного технического обслуживания любого производственного объекта – это всегда непростая задача, обусловленная многими факторами, и во многом залог успеха – это персонал. В текущих условиях компания смогла обеспечить

безопасность своих сотрудников, а значит, и стабильное надежное производство.

– Учитывая территориальную удаленность производственных объектов, организовать график работы 1500 человек с точностью до минут в течение месяца кажется непосильной задачей...

– Мы действительно приложили максимум усилий. В ходе планового останова проводились работы на морской газодобывающей платформе «Лунская-А», объединенном береговом технологическом комплексе (ОБТК), насосно-компрессорной станции №2 (НКС №2) и заводе по производству сжиженного природного газа (СПГ). Причем и платформа, и ОБТК находятся на севере о-ва Сахалин, тогда как НКС №2 – в средней его части, а завод по производству СПГ – на юге.

Команды производственных объектов успешно, без ущерба здоровью персонала и окружающей среде выполнили все поставленные задачи, обеспечив тем самым

безопасное и надежное функционирование наземных объектов. Такие результаты достигнуты благодаря слаженности всего задействованного персонала, четкому контролю выполнения самых критичных работ.

Корректировка графиков перевахтовки помогла своевременно перераспределить ресурсы. Одним из факторов успеха стало эффективное использование времени персонала в ПВП перед заездом на производственные объекты. Мы специально составили планы обучения и подготовки к останову во время самоизоляции как для наших постоянных сотрудников, так и для временных работников, мобилизующихся на период планового останова.

При проведении работ основные усилия были направлены на так называемые планово-предупредительные мероприятия: инспекции, проверки, тестирования, визуальные осмотры, диагностику состояния и многое другое. Достаточно большой объем задач выполнен на электрическом оборудовании, в системе КИПиА, предназначенный для контроля процессов производства, своевременного обнаружения отклонений и автоматической остановки в нештатных ситуациях.

Стоит отметить, что в этом году впервые на заводе по производству СПГ проведены работы по заме-



не угольного адсорбента ртути в системе очистки и подготовки природного газа для криогенной установки сжижения, а также проведена модернизация осевого компрессора смешанного хладагента, которая значительно повысит его надежность и наработку на отказ.

Пандемия COVID-19 позволила взглянуть на привычные вещи под другим углом, и в этом году компания впервые провела техническое обслуживание газотурбинных приводов General Electric с использованием удаленной технической поддержки в режиме онлайн.

– Цифровизация захватила практически все процессы в нефтегазовой индустрии, а пандемия ускорила внедрение новых форматов и технологий. Вам удалось убедиться в этом на практике?

– Сегодня цифровизация все активнее проникает в деятельность

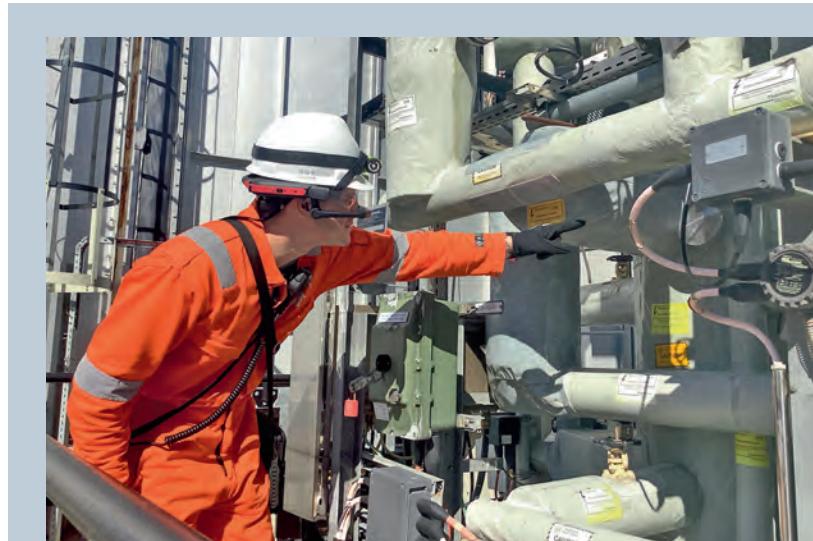
компаний, значительно изменения бизнес-процессы, снижая затраты и повышая скорость принятия решений. И «Сахалин Энерджи» не исключение.

Для оператора проекта «Сахалин-2» цифровая трансформация производства становится ключевым стратегическим направлением развития, где опытно-экспериментальным путем формируется портфель инновационных технологий.

Еще задолго до начала планового останова стало понятно, что непосредственное участие в нем ключевых иностранных подрядчиков будет невозможно ввиду ограничений, введенных Правительством Российской Федерации. «Сахалин Энерджи» начала внедрение систем для обеспечения удаленной поддержки в режиме реального времени – цифровых двойников рабочего места. Эти системы позволяют производственным объектам выполнять работу так, чтобы, например, коллеги в офисе, представители заводов-изготовителей или инженеры технической поддержки могли дистанционно участвовать в процессе с возможностью в реальном времени дать совет или ответить на вопрос с объекта. Для ремонта критического оборудования пришлось оперативно принимать решение о создании инфраструктуры, обеспечивающей

ПАНДЕМИЯ COVID-19 ПОЗВОЛИЛА ВЗГЛЯНУТЬ НА ПРИВЫЧНЫЕ ВЕЩИ ПОД ДРУГИМ УГЛОМ, И В ЭТОМ ГОДУ КОМПАНИЯ ВПЕРВЫЕ ПРОВЕЛА ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ГАЗОТУРБИННЫХ ПРИВОДОВ GENERAL ELECTRIC С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УДАЛЕННОЙ ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОДДЕРЖКИ В РЕЖИМЕ ОНЛАЙН.





МЫ НЕСЕМ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА БЕЗОПАСНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА, СТАБИЛЬНУЮ РАБОТУ ОБОРУДОВАНИЯ И КАЧЕСТВО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ПОЭТОМУ «САХАЛИН ЭНЕРДЖИ» ОСОБЕННО ВАЖНО ОБЕСПЕЧИВАТЬ НЕПРЕРЫВНОСТЬ ПРИ ЛЮБЫХ ОБСТОЯТЕЛЬСТВАХ.

все доступные способы удаленной экспертной поддержки.

Сейчас компания оценивает целесообразность и определяет возможности применения подобной технологии на других производственных объектах «Сахалин Энерджи». Это закономерный этап цифровизации. Такое оборудование можно с максимальной пользой применять не только при проведении плановых остановов, но и в ходе онлайн-инспекций, а также в работах с сосудами под давлением и с другим механическим оборудованием. Это не означает полного отказа от участия экспертов и узкопрофильных специалистов. Есть технически сложные мероприятия, связанные с настройкой, наладкой оборудования, в выполнении которых личное участие сертифицированных специалистов является критичным. Но развитие цифровых стратегий все же предполагает минимизацию присутствия вендора везде, где это возможно.

Использование цифровых платформ, их развитие и совершенствование искусственного интеллекта при качественном анализе

огромной базы данных в реальном времени оказывают неоценимую помощь в работе высокотехнологичных предприятий и позволяют в конечном итоге качественно регулировать финансовые потоки.

– Уже сейчас понятно, что мир не будет прежним – и эпидемиологическая ситуация, и новые тенденции в мировой энергетике внесли свои изменения. Вы готовы к новой реальности?

– Нефтегазовая отрасль в России стала одной из ведущих в обеспечении экономической стабильности государства. Ее развитие будет всегда сопряжено как с новыми возможностями, так и с новыми рисками – эта задача должна регулироваться на высшем уровне. Укрепление позиций СПГ, возобновляемых источников энергии, ответственность бизнеса перед обществом и сохранение окружающей среды – все это вносит свой вклад в энергетическую безопасность страны. Мы, в свою очередь, несем ответственность за безопасность и надежность производства, стабильную работу оборудования и качество техно-

логического процесса, поэтому «Сахалин Энерджи» особенно важно обеспечивать непрерывность при любых обстоятельствах.

Компания извлекла уроки из сложившейся ситуации, и теперь в дальнейшем у нас есть возможность реагировать на изменения и неопределенности с учетом требований «новой реальности». При консолидации усилий акционеров и российской стороны мы будем стремиться к организации внутренних и внешних ресурсов таким образом, чтобы наши первоначальные планы не подвергались влиянию факторов извне. ■



Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.
693020, РФ, г. Южно-Сахалинск,
ул. Дзержинского, д. 35
Тел.: +7 (4242) 66-20-00
Факс: +7 (4242) 66-28-01
E-mail: ask@sakhalinenergy.ru
www.sakhalinenergy.ru

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ПОСТОЯННОГО ТОКА С ФУНКЦИЕЙ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА БАЗЕ ЛИТИЙ-ИОННЫХ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ

УДК 621.355.001.24

А.А. Шаповало, к.т.н., ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ), A.Shapovalo@adm.gazprom.ru

Т.Ф. Коноплев, ПАО «Газпром», T.Konoplev@adm.gazprom.ru

В.Ф. Югай, к.т.н., ПАО «Газпром», V.Yugay@adm.gazprom.ru

С.Н. Кирюхин, к.т.н., доцент, АО «Газпром промгаз» (Санкт-Петербург, РФ), S.Kirukhin@spb.promgaz.gazprom.ru

А.О. Шиманская, к.т.н., доцент, АО «Газпром промгаз», A.Shimanskaya@spb.promgaz.gazprom.ru

А.Р. Сибгатуллин, к.т.н., АО «Газпром промгаз» (Москва, РФ), A.Sibgatullin@promgaz.gazprom.ru

При внедрении современного высокоэффективного технологического оборудования (энергоэффективные газоперекачивающие агрегаты, системы автоматического управления и связи) на производственных объектах ПАО «Газпром» необходимо повысить надежность его электроснабжения. Актуальной задачей становится совершенствование расчетных методик оценки надежности оборудования энергетических систем.

В статье изложены методические принципы оценки надежности функционирования энергетических систем на примере системы постоянного тока с функцией накопления электроэнергии на базе литий-ионных аккумуляторов газораспределительной станции г. Миасса. Рассмотрены ее структурная схема и режимы функционирования, выполнены оценка надежности и проверка соответствия расчетных значений показателей безотказности энергетического оборудования требованиям нормативных документов ПАО «Газпром» и государственных стандартов. Приведены результаты оценки надежности системы постоянного тока на базе литий-ионных аккумуляторов при электроснабжении потребителей от фотоэлектрической установки и аккумуляторной батареи (работают параллельно на общие шины постоянного тока и общую нагрузку, обеспечивая компенсацию дисбаланса генерируемой и потребляемой мощности за счет энергии, накопленной в аккумуляторной батарее) при снижении мощности, генерируемой фотоэлектрической установкой. Для данного режима приведены результаты моделирования отказов системы и расчета численных значений показателей ее надежности (коэффициент готовности, среднее время восстановления, средняя наработка на отказ, вероятность безотказной работы в течение года). На базе диаграмм положительных вкладов элементов в надежность функционирования системы постоянного тока выявлены элементы, работа которых определяет надежность системы в целом. Аналогичные данные рассчитаны при улучшении показателей безотказности элементов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: СИСТЕМА ПОСТОЯННОГО ТОКА, ФУНКЦИЯ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ЛИТИЙ-ИОННЫЙ АККУМУЛЯТОР, ПОКАЗАТЕЛЬ НАДЕЖНОСТИ, ОБЩИЙ ЛОГИКО-ВЕРОЯТНОСТНЫЙ МЕТОД АНАЛИЗА.

В настоящее время СПТ с функцией накопления энергии на базе ЛИА обеспечивают реализацию основных технологических процессов добычи, транспорта, хранения, переработки и использования газа (особенно в аварийных режимах электроснабжения), что повышает надежность и промышленную безопасность производственных объектов ПАО «Газпром» в соответствии с руководством [1].

Современные отечественные и зарубежные технологии автоматизированного моделирования и оценки надежности технических систем существенно отличаются друг от друга уровнем теоретических разработок, качеством программной реализации, способами представления исходных структурных схем, а также составом и точностью вычисления показателей надежности, состав которых

определен в [2, 3]. Надежность функционирования СПТ с функцией накопления энергии на базе ЛИА можно оценить расчетным путем для определения численных значений показателей безотказности и готовности оборудования, а также обоснования оптимальных вариантов структурно-схемных решений по критериям безотказности электроснабжения технологических потребителей производствен-

A.A. Shapovalo, PhD in Engineering, PJSC Gazprom (Saint Petersburg, the Russian Federation),

A.Shapovalo@adm.gazprom.ru

T.F. Konoplev, PJSC Gazprom, T.Konoplev@adm.gazprom.ru

V.F. Yugay, PhD in Engineering, PJSC Gazprom, V.Yugay@adm.gazprom.ru

S.N. Kirukhin, PhD in Engineering, Associate Professor, Gazprom promgaz JSC (Saint Petersburg, the Russian Federation), S.Kirukhin@spb.promgaz.gazprom.ru

A.O. Shimanskaya, PhD in Engineering, Associate Professor, Gazprom promgaz JSC,

A.Shimanskaya@spb.promgaz.gazprom.ru

A.R. Sibgatullin, PhD in Engineering, Gazprom promgaz JSC (Moscow, the Russian Federation),

A.Sibgatullin@promgaz.gazprom.ru

Reliability evaluation of DC system with power storage function based on lithium-ion storage batteries

The introduction of advanced high-efficiency process equipment (energy-efficient gas pumping units, automatic control and communication systems) at Gazprom's production facilities requires the increased reliability of power supply. Thus, it becomes an immediate task to improve the calculation methods for the reliability evaluation of power system equipment. The article describes the methodological principles for reliability evaluation of power systems exemplified by a direct current system with lithium-ion power storage function of the gas distribution station in the city of Miass, Russia. The paper considers the schematic diagram and operation modes of the direct current system. We have evaluated the reliability and verified the compliance of design reliability indexes with the requirements of Gazprom regulatory documents and state standards. The article provides the results of the reliability evaluation of power supply to consumers from a photovoltaic array and a storage battery (operate in parallel to common direct current buses and common load, compensating the imbalance between generated and consumed power with the energy accumulated in storage battery) in case of a decrease in power generated by the photovoltaic array. It also provides the results of system failures simulation and calculation of numerical values of system reliability indicators, such as availability index, average recovery time, average time-to-failure, probability of survival for a year. Based on the diagrams of positive contributions of the elements to the reliability of the direct current system, we have identified the elements whose reliability determines the reliability of the whole system. A similar analysis is made for improved reliability indicators of the elements.

KEYWORDS: DC SYSTEM, POWER STORAGE FUNCTION, LITHIUM-ION POWER STORAGE, RELIABILITY INDICATOR, GENERAL LOGICAL-PROBABILISTIC METHOD OF ANALYSIS.

ных объектов ПАО «Газпром» [4]. Алгоритм автоматизированного структурно-логического моделирования и основные расчетные зависимости описаны в [5, 6].

ОСНОВНЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Надежность СПТ оценивают в три этапа:

- постановка задачи, разработка и формализация сценариев возможновения аварийных ситуаций;
- синтез расчетной модели оценки надежности системы;
- расчет численных значений показателей надежности системы и интерпретация полученных результатов с последующим выбором и обоснованием схемных решений.

Значения исходных показателей безотказности элементов определяют в соответствии с [4, 7], а источниками исходных данных могут быть:

– стандарты, технические условия на составные части и комплектующие элементы СПТ;

– справочники и базы данных по надежности элементов и частоте нежелательных событий, инициирующих аварии в СПТ;

– данные о надежности объектов – аналогов элементов, входящих в состав СПТ [4];

– другие источники, включая результаты обработки статистических данных об эксплуатации, а также экспертные оценки специалистов.

При оценке надежности функционирования СПТ приняты следующие положения, допущения и ограничения:

– элементы СПТ работают в условиях, соответствующих требованиям нормативно-технической документации, что обеспечивает статистическую устойчивость исходных параметров их надежности

и вычисленных значений показателей надежности реализации функций СПТ;

– отказы элементов СПТ независимы, т.е. отказы одних элементов не изменяют показатели надежности других;

– случайные величины времени безотказной работы и времени восстановления элементов СПТ распределены по экспоненциальному закону (согласно результатам анализа статистики отказов оборудования технических систем интенсивность отказов элементов в процессе эксплуатации, как правило, изменяется по экспоненте);

– неограниченность процессов восстановления отказавших элементов.

Последнее допущение означает, что в процессе эксплуатации СПТ элементы начинают восстанавливать с момента их отказа

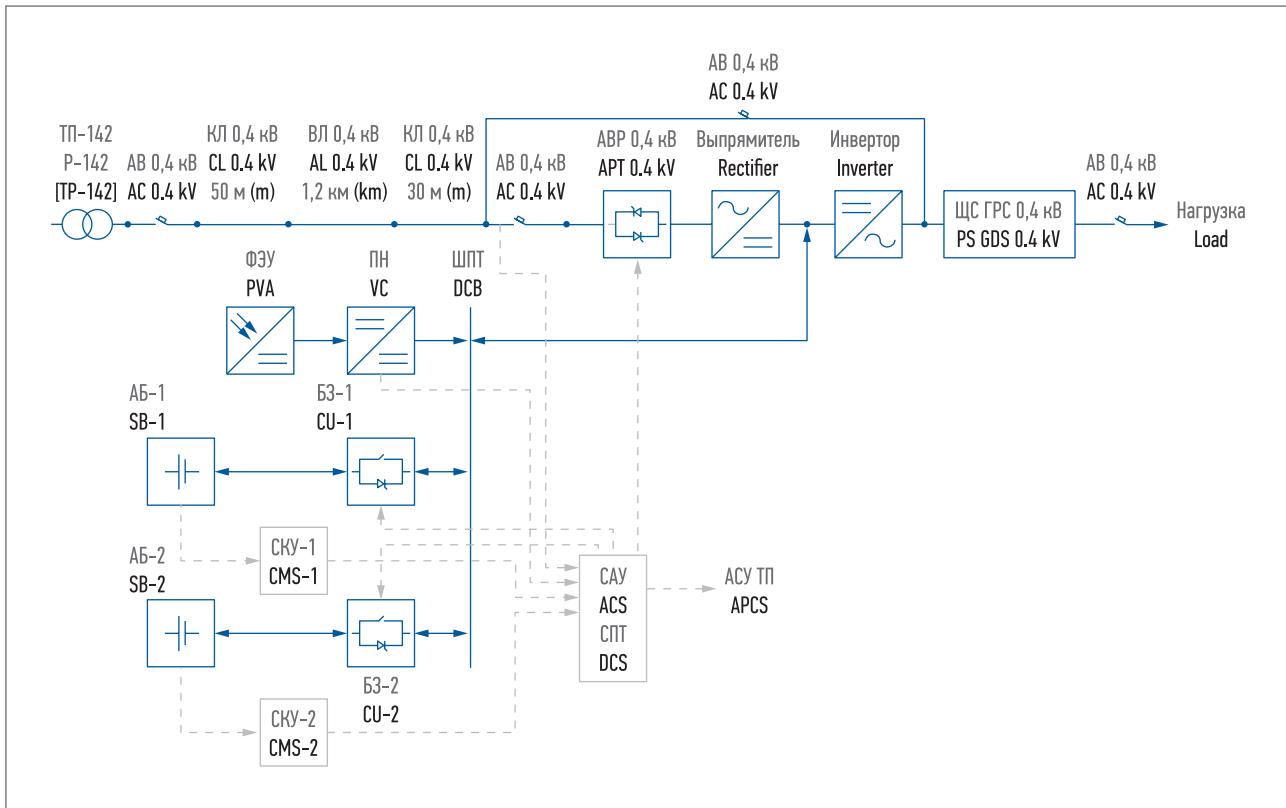


Рис. 1. Структурная схема системы постоянного тока с литий-ионными аккумуляторами
Fig. 1. Schematic diagram of a DC system with lithium-ion power storages

Исходные данные для моделирования режима работы № 2
Input data for simulation of operating mode No. 2

№ элемента Element No.	Средняя наработка до отказа, лет Average time-to-failure, years	Среднее время восстановления, ч Average recovery time, h	Время работы, ч Service time, h	Функциональное назначение Functionality
1				ЩС ГРС PS GDS
2	25			АВ 0,4 кВ СВ 0,4 кВ
3	3			АБ-2 SB-2
5	14			ФЭУ PVA
6	4	4	175 200	ПН VC
9	10			Б3-2 CU-2
19	20			Инвертор Inverter
23	3			АБ-1 SB-1
25	10			Б3-1 CU-1

с постоянной интенсивностью, независимо от числа одновременно отказавших элементов в системе. Это утверждение допустимо, поскольку в рассматриваемой СПТ все элементы высоконадежные, а интенсивность их восстановления на несколько порядков выше интенсивностей отказов. В таком случае вероятность одновременного отказа двух и более элементов за небольшой промежуток времени, затрачиваемый на восстановление, можно пренебречь. Поэтому независимость и неограниченность восстановлений отказавших элементов в СПТ может обеспечить даже небольшой штат обслуживающего персонала.

РЕЖИМЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ПОСТОЯННОГО ТОКА НА БАЗЕ ЛИТИЙ-ИОННЫХ АККУМУЛЯТОРОВ

Структурная схема СПТ с ЛИА представлена на рис. 1. Управление системой, контроль состояния основных элементов (выпрями-

тельные модули, предохранители выходного напряжения, АБ и АВ), текущих значений токов и напряжений СПТ и АБ, температуры, а также передача аварийных сигналов обеспечиваются блоками управления, контроля и связи.

Система постоянного тока с ЛИА функционирует в следующих режимах [8].

В режиме №1 мощность, генерируемая ФЭУ, превышает мощность нагрузки и заряженной АБ; электроснабжение потребителей осуществляется по цепи «ФЭУ – ПН – ШПТ – инвертор – ЩС ГРС – АВ 0,4 кВ – нагрузка». Аккумуляторные батареи №1 и 2 при этом заперты диодами в БЗ-1, -2 и находятся в режиме хранения.

В режиме №2 при снижении мощности, генерируемой ФЭУ, диоды в БЗ-1, -2 открываются и электроснабжение потребителей осуществляется от ФЭУ и АБ по цепям «ФЭУ – ПН – ШПТ – инвертор – ЩС ГРС – АВ 0,4 кВ – нагрузка», «АБ – БЗ – ШПТ – инвертор – ЩС ГРС – АВ 0,4 кВ – нагрузка». Фотоэлектрическая установка и АБ работают параллельно на общие ШПТ и нагрузку (компенсируется дисбаланс генерируемой и потребляемой мощности за счет энергии, накопленной в АБ-1, -2).

В режиме №3 мощность, генерируемая ФЭУ, снова становится больше мощности потребителей и система возвращается в исходное состояние (режим №1).

В режиме №4 при превышении мощности потребителей мощности, генерируемой ФЭУ, и критическом разряде АБ (ниже 2,8 В на элемент) включается аварийный источник (сеть – ТП-142), который обеспечивает электроснабжение потребителей по цепям «сеть – ТП-142 – АВ 0,4 кВ – КЛ 0,4 кВ (50 м) – ВЛ 0,4 кВ (1,2 км) – КЛ 0,4 кВ (30 м) – АВ 0,4 кВ – АВР 0,4 кВ – выпрямитель – инвертор – ЩС ГРС – АВ 0,4 кВ – нагрузка» или «сеть – ТП-142 – АВ 0,4 кВ – КЛ 0,4 кВ (50 м) – ВЛ 0,4 кВ (1,2 км) – КЛ 0,4 кВ (30 м) – АВ 0,4 кВ – ЩС ГРС – АВ 0,4 кВ – нагрузка» и одновременно заряжает

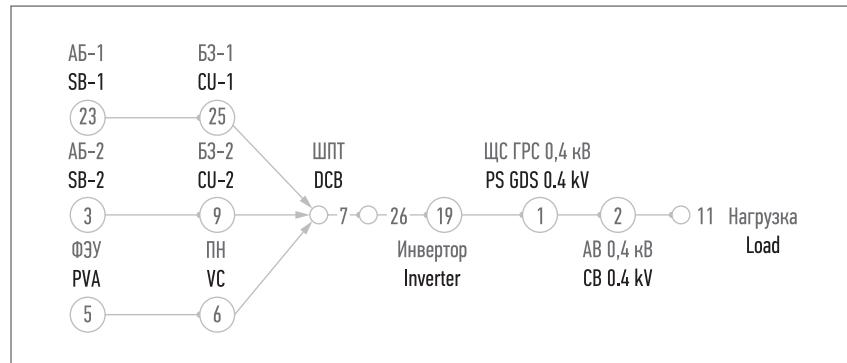


Рис. 2. Схема функциональной целостности системы постоянного тока в режиме работы №2

Fig. 2. Functional integrity diagram of DC system in operation mode No. 2

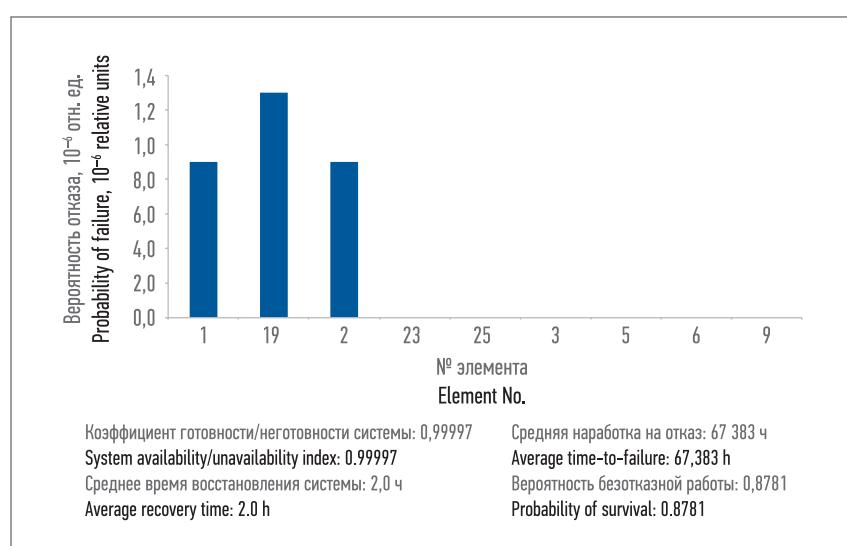


Рис. 3. Диаграмма положительных вкладов элементов в надежность функционирования системы постоянного тока в режиме №2
Fig. 3. Diagram for positive contributions of elements to the reliability of DC system operation in operation mode No. 2

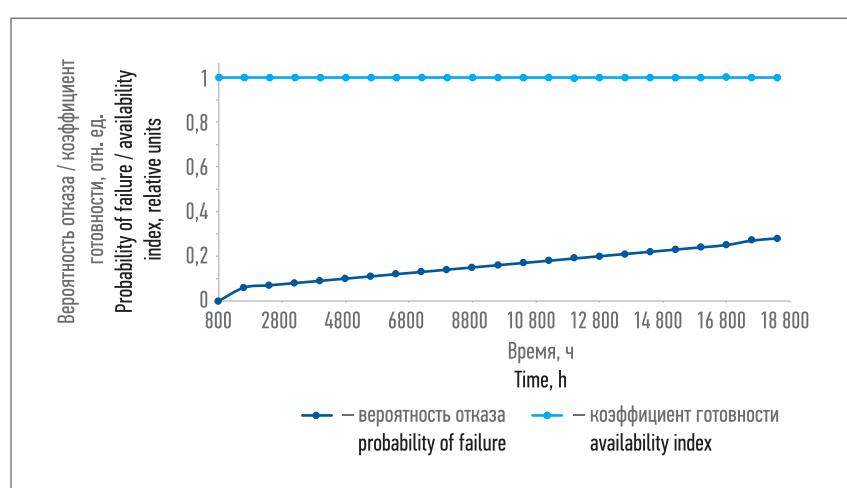


Рис. 4. Зависимость вероятности отказов и готовности системы постоянного тока от продолжительности эксплуатации в режиме функционирования №2

Fig. 4. Dependence of the probability of failure and availability of DC system on the service time in operation mode No. 2

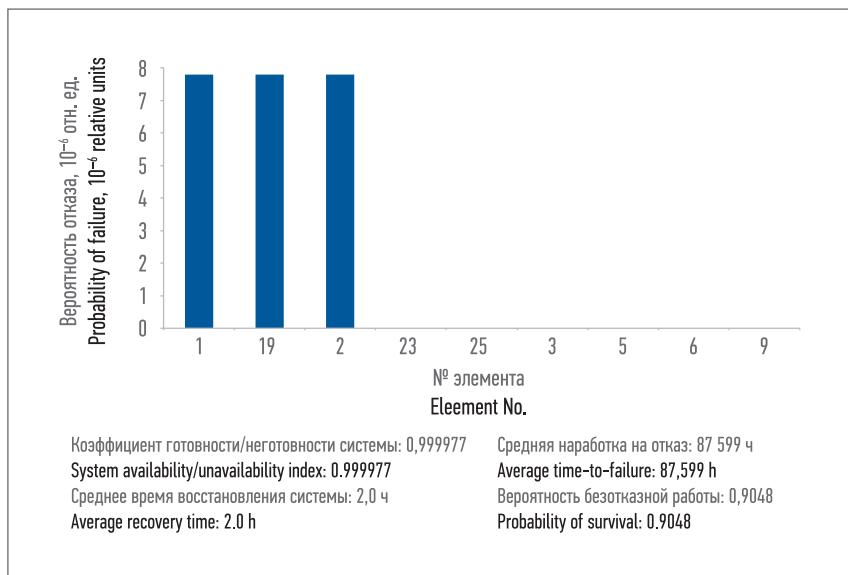


Рис. 5. Диаграмма положительных вкладов в надежность функционирования системы постоянного тока в режиме № 2 при улучшении показателей надежности элементов

Fig. 5. Diagram for positive contributions to the reliability of DC system service time in operation mode No. 2 with improved reliability indicators of the elements

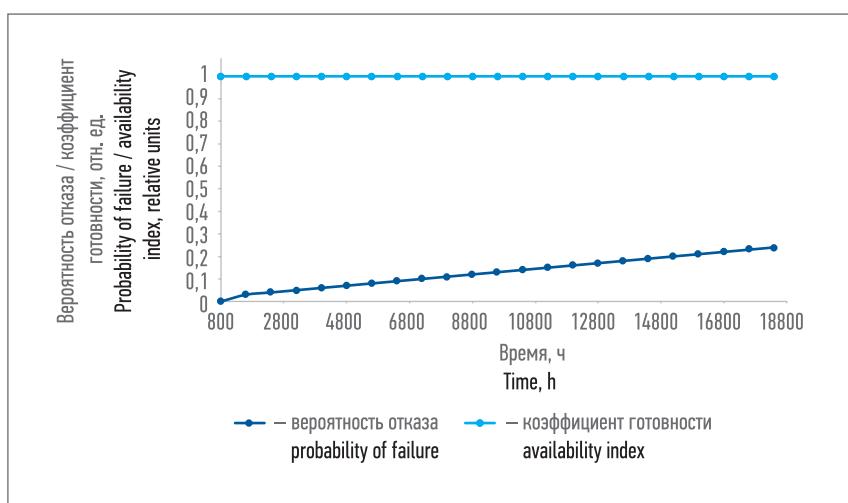


Рис. 6. Зависимость вероятности отказов и готовности системы постоянного тока от продолжительности эксплуатации в режиме функционирования № 2 при улучшении показателей надежности элементов

Fig. 6. Dependence of the probability of failure and availability of DC system on the service time in operation mode No. 2 with improved reliability indicators of the elements

АБ по цепи «сеть – ТП-142 – АВ 0,4 кВ – КЛ 0,4 кВ (50 м) – ВЛ 0,4 кВ (1,2 км) – КЛ 0,4 кВ (30 м) – АВ 0,4 кВ – АВР 0,4 кВ – выпрямитель – инвертор – ШПТ – БЗ – АБ».

В режиме № 5 для заряда и балансировки АБ (при разряде до определенного уровня или периодически – в задаваемом интервале) СКУ СПТ дает команду на подключение АБ к звену посто-

янного тока через шунтирующий контактор. Заряд АБ осуществляется по цепи «ШПТ – БЗ-1 (-2) – АБ-1 (-2)». При этом в качестве источника используется как ФЭУ, если ее мощности достаточно для обеспечения питания потребителей и заряда АБ, так и внешняя сеть, если мощности ФЭУ недостаточно. При достижении полного заряда и балансировки

АБ схема возвращается в исходное состояние (режим №1).

РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ПОСТОЯННОГО ТОКА НА БАЗЕ ЛИТИЙ-ИОННЫХ АККУМУЛЯТОРОВ

Для оценки влияния структуры системы выполнены моделирование отказов и расчет надежности функционирования СПТ в режиме работы №2. В этом режиме структура системы меняется при снижении мощности, генерируемой ФЭУ, диоды в БЗ-1, -2 открываются и электроснабжение потребителей осуществляется от ФЭУ и АБ по цепям «ФЭУ – ПН – ШПТ – инвертор – ЩС ГРС – АВ 0,4 кВ – нагрузка», «АБ – БЗ – ШПТ – инвертор – ЩС ГРС – АВ 0,4 кВ – нагрузка». Фотоэлектрическая установка и АБ работают параллельно на общие шины ШПТ и нагрузку (компенсируется дисбаланс генерируемой и потребляемой мощности за счет энергии, накопленной в АБ-1, -2).

Исходные данные для моделирования представлены в табл., схема функциональной целостности – на рис. 2.

Функция вероятности P_c безотказной работы СПТ в режиме №2 выглядит следующим образом:

$$\begin{aligned} P_c = & P_5 P_6 P_1 P_2 P_3 Q_9 P_{19} P_{23} Q_{25} + \\ & + P_1 P_2 P_3 P_9 P_{19} P_{23} + \\ & + P_1 P_2 P_3 Q_9 P_{19} P_{23} \end{aligned}$$

где P_i – вероятность безотказной работы i -го элемента системы; Q_i – вероятность отказа i -го элемента системы.

Результаты моделирования отказов и расчета численных значений показателей надежности представлены на рис. 3, 4. Коэффициент готовности СПТ равен 0,99997, средняя наработка на отказ составляет 7,7 г, а вероятность безотказной работы в течение года – 0,88. При улучшении показателей надежности элементов (наработка на отказ 30 лет) (рис. 5, 6) вероятность безотказной работы системы в течение года увеличивается до 0,90, средняя

наработка на отказ СПТ – до 10 лет, а среднее время восстановления системы остается равным 2 ч.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Выполнена оценка надежности функционирования СПТ на базе ЛИА с использованием технологии автоматизированного структурно-логического моделирования на основе общего логико-вероятностного метода анализа.

Определены численные значения показателей надежности СПТ в режиме №2.

Проведен анализ результатов моделирования отказов СПТ в режиме №2 и определен ключевой элемент, определяющий надежность работы системы в целом.

Улучшение показателей надежности элементов СПТ позволило повысить показатели надежности системы в целом.

Использование методологий вероятностного моделирования отказов и аварийных ситуаций на этапе выбора структуры и формирования технического задания на производство (изготовление) СПТ на базе ЛИА и других подоб-

ных систем, а также при разработке проектной документации позволит повысить надежность функционирования СПТ и снизить риски аварий систем электроснабжения производственных объектов [9]. ■

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

List of abbreviations

АБ – аккумуляторная батарея	ACS – automatic control system
Ав – автоматический выключатель	AL – aerial line
АВР – автоматическое включение резерва	APCS – automated process control system
АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом	APT – automatic power transfer
БЗ – блок заряда	CB – circuit breaker
ВЛ – воздушная линия	CL – cable line
ГРС – газораспределительная станция	CMS – control and management system
КЛ – кабельная линия	CU – charge unit
ЛИА – литий-ионный аккумулятор	DCB – direct current bus
ПН – преобразователь напряжения	DCS – direct current system
САУ – система автоматического управления	GDS – gas distribution station
СКУ – система контроля и управления	LIPS – lithium-ion power storage
СПТ – система постоянного тока	PS – power switchboard
ФЭУ – фотоэлектрическая установка	PVA – photovoltaic array
ШПТ – шина постоянного тока	SB – storage battery
ЩС – щит силовой	VC – voltage converter

ЛИТЕРАТУРА

1. Ростехнадзор. Руководство по безопасности. Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах (утв. приказом Ростехнадзора № 144 от 11.04.2016) [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.gosnadzor.ru/industrial/oil/acts/> (дата обращения: 21.07.2020).
2. Росстандарт. ГОСТ Р 27.001-2009. Надежность в технике. Система управления надежностью. Основные положения [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://protect.gost.ru/document1.aspx?control=31&baseC=6&page=0&month=7&year=2010&search=&id=175888> (дата обращения: 21.07.2020).
3. Росстандарт. ГОСТ 27.002-2015. Надежность в технике. Термины и определения [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://protect.gost.ru/document.aspx?control=7&id=203674> (дата обращения: 21.07.2020).
4. ОАО «Газпром». Р Газпром 2-6.2-639-2012. Оценка надежности электроснабжения объектов [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
5. Рябинин И.А. Надежность и безопасность сложных систем. СПб.: Политехника, 2000.
6. Можаев А.С. Программный комплекс автоматизированного структурно-логического моделирования сложных систем (ПК АСМ 2001) // Труды Международной научной школы «Моделирование и анализ безопасности, риска и качества в сложных системах». СПб.: Омега, 2001. С. 56–61.
7. Росстандарт. ГОСТ Р 27.301-2011. Надежность в технике. Управление надежностью. Техника анализа безотказности. Основные положения [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://protect.gost.ru/document.aspx?control=7&id=180547> (дата обращения: 21.07.2020).
8. ООО «Системы постоянного тока». ПТГН.560150.020 ТУ. Система постоянного тока с функцией накопления энергии на базе литий-ионных аккумуляторов «СПТ ГРС» [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
9. Росстандарт. ГОСТ 27.310-95. Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://protect.gost.ru/document.aspx?control=7&id=133656> (дата обращения: 21.07.2020).

REFERENCES

- (1) Federal Environmental, Industrial and Nuclear Supervision Service of Russia (Rostechnadzor). *Safety guidelines. The methodological framework for the assessment of hazards and risks of accidents on hazardous production facilities (approved by order of Rostechnadzor No. 144 of 11 April 2016)*. Available from: <http://www.gosnadzor.ru/industrial/oil/acts/> [Accessed: 21 July 2020]. (In Russian)
- (2) Federal Agency on Technical Regulating and Metrology (Rosstandart). *GOST R 27.001-2009 (state standard). Dependability in technics. Dependability management system. Basic principles*. Available from: <http://protect.gost.ru/document1.aspx?control=31&baseC=6&page=0&month=7&year=2010&search=&id=175888> [Accessed: 21 July 2020]. (In Russian)
- (3) Rosstandart. *GOST 27.002-2015. Dependability in technics. Terms and definitions*. Available from: <http://protect.gost.ru/document.aspx?control=7&id=203674> [Accessed: 21 July 2020]. (In Russian)
- (4) OAO Gazprom (open joint-stock company). *R Gazprom 2-6.2-639-2012 (company regulatory). Reliability evaluation of power supply of the facilities*. [Access restricted].
- (5) Ryabinin IA. *Reliability and Safety of Complex Systems*. Saint Petersburg: Polytechnic [Politekhnika]; 2000. (In Russian)
- (6) Mozhaev AS. Software package for automated structural-logical simulation of complex systems (SP ASM 2001 [PK ASM 2001]). In: *Proceedings of International Scientific School 'Modeling and analysis of safety, risk and quality in complex systems'*. Saint Petersburg: Omega; 2001. p. 56–61. (In Russian)
- (7) Rosstandart. *GOST R 27.301-2011. Dependability in technics. Dependability management. Analysis techniques for reliability. General principles*. Available from: <http://protect.gost.ru/document.aspx?control=7&id=180547> [Accessed: 21 July 2020]. (In Russian)
- (8) 000 DC Systems [000 «Sistemy postoyannogo toka»] (limited liability company). *PTGN.560150.020 TU (specifications) DC system with lithium-ion power storage function DCS GDS [SPT GRS]*. [Access restricted].
- (9) Rosstandart. *GOST 27.310-95. Dependability in technics. Failure mode, effects, and criticality analysis. Basic principles*. Available from: <http://protect.gost.ru/document.aspx?control=7&id=133656> [Accessed: 21 July 2020]. (In Russian)

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ СИСТЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ ПАО «ГАЗПРОМ» (СТО ГАЗПРОМ, Р ГАЗПРОМ),
УТВЕРЖДЕННЫХ И ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ В ПЕРИОД С 01.07.2020 ПО 31.07.2020

№ п/п	Параметр	Описание
1	Обозначение стандарта/рекомендаций	СТО Газпром 2-2.1-1209-2020
	Наименование стандарта/рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Нормы технологического проектирования установок выделения гелиевого концентрата
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящий стандарт устанавливает нормы технологического проектирования установок выделения гелиевого концентрата. Распространяется на вновь строящиеся и реконструируемые установки выделения гелиевого концентрата в составе газодобывающих и газоперерабатывающих объектов ПАО «Газпром». Положения настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями и физическими лицами (индивидуальными предпринимателями), выполняющими технологическое проектирование установок выделения гелиевого концентрата в составе газодобывающих и газоперерабатывающих объектов ПАО «Газпром». Положения 6.2.4, 8.2.5, 9.2.6, 9.3.4, 9.3.8, 9.3.9, 9.3.13, 9.3.43, 11.10, 12.6 являются рекомендуемыми для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром»
	Дата введения в действие	10.08.2020
	Введен	Впервые
2	Обозначение стандарта/рекомендаций	СТО Газпром 5.85-2020
	Наименование стандарта/рекомендаций	Обеспечение единства измерений. Метрологическое обеспечение при проектировании объектов газовой промышленности
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящий стандарт устанавливает номенклатуру, состав и содержание проектно-сметной документации, регламентирующей вопросы метрологического обеспечения и разрабатываемой при создании и реконструкции объектов газовой промышленности в ПАО «Газпром». Положения настоящего стандарта применяются структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», осуществляющими свою деятельность на территориях Российской Федерации, Республики Беларусь, Республики Армения и Киргизской Республики, а также сторонними организациями и физическими лицами (индивидуальными предпринимателями) при разработке проектно-сметной документации, регламентирующей вопросы метрологического обеспечения объектов газовой промышленности в ПАО «Газпром»
	Дата введения в действие	01.11.2020
	Введен	Взамен СТО Газпром 2-1.15-205-2008
3	Обозначение стандарта/рекомендаций	СТО Газпром 175-2020
	Наименование стандарта/рекомендаций	Объекты переработки газа и жидкых углеводородов. Адсорбенты. Оценка состояния и эффективности работы
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящий стандарт устанавливает единый подход к процедуре оценки состояния и эффективности работы адсорбентов на объектах переработки газа и жидких углеводородов ПАО «Газпром». Распространяется на адсорбенты типа цеолиты в период их эксплуатации на установках очистки и осушки природного газа, этановой фракции, сжиженных углеводородных газов, широкой фракции легких углеводородов. Положения настоящего стандарта предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром» при заключении ими договоров со сторонними организациями, осуществляющими деятельность, связанную с применением адсорбентов
	Дата введения в действие	01.09.2020
	Введен	Впервые

№ п/п	Параметр	Описание
4	Обозначение стандарта/рекомендаций	СТО Газпром 176–2020
	Наименование стандарта/рекомендаций	Объекты переработки газа и жидкых углеводородов. Катализаторы для реакторов установок гидроочистки и риформинга. Оценка состояния и эффективности работы
	Область применения стандарта/рекомендаций	<p>Настоящий стандарт устанавливает единый подход к процедуре оценки состояния и эффективности работы катализатора для реакторов установок гидроочистки и риформинга на объектах переработки газа и жидких углеводородов ПАО «Газпром».</p> <p>Настоящий стандарт распространяется на технологические установки:</p> <ul style="list-style-type: none"> – гидроочистки бензиновых, керосиновых и дизельных фракций, загруженных катализаторами, носителем которых является оксид алюминия, и промотированных никелем, кобальтом и молибденом; – каталитического риформинга бензиновых фракций, на 100 % загруженных катализаторами, носителем которых является оксид алюминия с чистотой не менее 99,9 %, имеющими в своем составе металлические промоторы (например, платина, рений, олово, германий, иридиум, индий, титан, марганец, лантан, церий) и неметаллические промоторы (например, хлор или фтор). <p>Положения настоящего стандарта предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями, осуществляющими работы по эксплуатации установок гидроочистки и риформинга</p>
	Дата введения в действие	01.09.2020
	Введен	Впервые

ПЕРЕЧЕНЬ ОТМЕНЕННЫХ ДОКУМЕНТОВ СИСТЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ ПАО «ГАЗПРОМ» (СТО ГАЗПРОМ И Р ГАЗПРОМ) В ПЕРИОД С 01.07.2020 ПО 31.07.2020

№ п/п	Параметр	Описание
1	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 2–4.1–988–2015
	Наименование стандарта/рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Подземные опоры технологических трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры. Технические требования
	Отмена документа	Без замены. Отменен с 02.07.2020
2	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 2–4.1–989–2015
	Наименование стандарта/рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Подземные опоры технологических трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры. Технологии применения
	Отмена документа	Без замены. Отменен с 02.07.2020
3	Обозначение стандарта/рекомендаций	СТО Газпром 12–1–019–2015
	Наименование стандарта/рекомендаций	Документы нормативные в области охраны окружающей среды. Планирование. Порядок идентификации экологических аспектов
	Отмена документа	Взамен с 17.07.2020 действует СТО Газпром 12–1–026–2020



Нефтегазовые проекты: Взгляд в будущее

Международный конкурс молодых ученых

ТЫ МОЛОДОЙ УЧЕНЫЙ ДО 35 ЛЕТ ИЛИ ВЫ НАУЧНЫЙ КОЛЛЕКТИВ ДО 5 ЧЕЛОВЕК? КОНКУРС – ТВОЙ ШАНС!

Приветствуем участников из всех стран мира!

Номинации-2020 по следующим направлениям:



«Добыча, переработка,
транспортировка
и хранение
углеводородов,
СПГ-проекты»



«Электроэнергетика»



«IT-решения»



«Цифровизация и управление
разработкой нефтегазовых
месторождений»

Лауреаты конкурса
получают:

продвижение
проектов

участие
в международных
и российских форумах

стажировки
в российских
и зарубежных
нефтегазовых
компаниях

размещение статей
в журнале «Газовая
промышленность»
(учредитель –
ПАО «Газпром»)

сертификаты
признания
достижений научно-
исследовательской
работы

годовую подписку
на журнал «Газовая
промышленность»
(учредитель –
ПАО «Газпром»)

призы и подарки



Учредители



International
Business Congress

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Журнал «Газовая промышленность»
Учредитель: ПАО «Газпром»

СЕМЕН СЛЕПАКОВ:

«ЗДЕСЬ МОЖНО АБСТРАГИРОВАТЬСЯ ОТ ЖИЗНИ В БОЛЬШОМ ГОРОДЕ, ПРИВЕСТИ СЕБЯ В ПОРЯДОК»

Где сейчас можно отдохнуть так, чтобы эффективно снять накопившуюся усталость, восстановить свое здоровье, душевный комфорт и повысить иммунитет? Известный российский бард, актер, сценарист и продюсер Семен Слепаков для этих целей выбрал карельский центр интегративной медицины — знаменитую клинику «Кивач». С невозмутимым лицом и присущим ему чувством юмора шоумен поделился своими впечатлениями о пребывании в клинике.

— Семен, вы первый раз в Карелии?

— Да. Я первый раз в Карелии. Так получилось, что, когда я был кавээнщиком, объездил всю Россию и СНГ, но почему-то в Карелии не был. Болел, может быть. Пропустил, в общем, Карелию. У вас очень красиво, здорово, душевенно. Мне климат нравится летний: тепло, но не жарко. Мне очень нравится Карелия. Хотя неважно, нравится она мне или нет — она в принципе очень красивая, мое мнение просто объективно.

— Когда вы впервые услышали о клинике «Кивач»?

— Один мой товарищ все время рассказывал мне про «Кивач», как бы намекая на то, что я уже начал плохо выглядеть. Говорил: «Пора, пора, Семен! Годы берут свое». Но я ездил, честно говоря, за границу пару раз на такие же точно мероприятия. И хочу сказать, что в клинике «Кивач» совершенно не хуже, чем там. А во многом даже лучше, потому что здесь учитываются какие-то особенности нашего менталитета. А что касается всяких процедур, оборудования и специалистов — опять же, качество ничем не уступает. И это

не политинформация, просто так и есть. Если бы так не было, я бы не сказал.

— Что о врачах клиники скажете?

— Хорошие очень врачи. Все заботливые. Задают всякие вопросы. Когда ты им говоришь, что в Москве обследуешься у серьезного специалиста, они отвечают: «Нам все равно — мы все равно скажем, как мы думаем, никаких авторитетов у нас нет». Больше всего понравился травматолог. Я у него, правда, не был — мы с ним в баскетбол играли, и он получил травму во время игры. В общем, мы травмировали травматолога.

— С вашей точки зрения, каковы основные причины ехать в «Кивач»?

— Послушайте, я думал, что здесь все заточено только под потерю веса. Но я увидел, что сюда многие с детьми приезжают, есть различные программы: не только детокс, но и антистресс, укрепление иммунитета. Сюда можно поехать и абстрагироваться от жизни в большом городе, мегаполисе, привести себя в порядок, даже если ты не страдаешь избыточным весом. А если уж страдаешь, то тут вообще прямо скажу: «Тебе, друг-



жок, уже в «Кивач» пора. «Кивач» по тебе плачет».

— Планируете приехать в «Кивач» еще?

— Приеду, конечно. Я же разжирею очень скоро опять. Я же приеду в Москву и начну сразу пить и объедаться. И я думаю, что недели через три вернусь.

KIVACH
CLINIC

ГЛАВНЫЕ
ПРЕИМУЩЕСТВА:



ДЕТОКС



ДИАГНОСТИКА
CHECK UP^{***}



ANTI AGE^{**}



ПЛАСТИЧЕСКАЯ
ХИРУРГИЯ



КОСМЕТОЛОГИЯ

Более 20 лет клиника занимается очищением организма (детоксом) по специально разработанным программам, она специализируется на интегративной медицине и была признана «Лучшей Detox^{***} и Anti Age^{**} клиникой» (премия Aurora Beauty & Health European Awards 2014). Здесь применяются передовые подходы к диагностике и лечению.

* Клиника «Кивач». Лауреат в номинации «Лучшая Detox^{***} клиника», «Лучшая Anti Age^{**} клиника». Премия Aurora Beauty & Health European Awards. ** Антивозрастная. *** Детокс. **** Обследование. Услуги по профилю «Пластическая хирургия» предоставляются ООО «Кивач Эстетик плюс». Не является публичной офертой. Реклама. Лицензия ЛО-10-01-001336 от 4 марта 2020 г.

Клиника «Кивач» получила звание «Признанное совершенство 5 звезд» по международной модели EFQM. Это означает, что в клинике процессы обслуживания, лечения, развития, планирования и управления инновациями организованы совершенно и соответствуют образу идеальной модели Европейского фонда управления качеством.

EFQM
Recognised for Excellence
5 Star • 2019

Клиника «Кивач»: 186202, Республика Карелия, Кондопожский р-н, с. Кончезеро

8 (800) 100-80-30

www.kivach.ru

/kivachclinic



NEFTEGAZ TERRITORY

СКАЧИВАЙТЕ БЕСПЛАТНО В APP STORE И GOOGLE PLAY



- Доступ к онлайн- и офлайн-мероприятиям, семинарам и круглым столам
- Доклады и презентации прошедших конференций
- Ленты новостей, обзоры и аналитика
- Полезные контакты
- Архив номеров и спецвыпусков журналов «Газовая промышленность» и «Территория НЕФТЕГАЗ»
- Много другой интересной информации

The app interface includes sections for news, reports, and analysis, and participation in events. It also provides links to the official website and social media.

Download on the App Store

GET IT ON Google Play

на правах рекламы