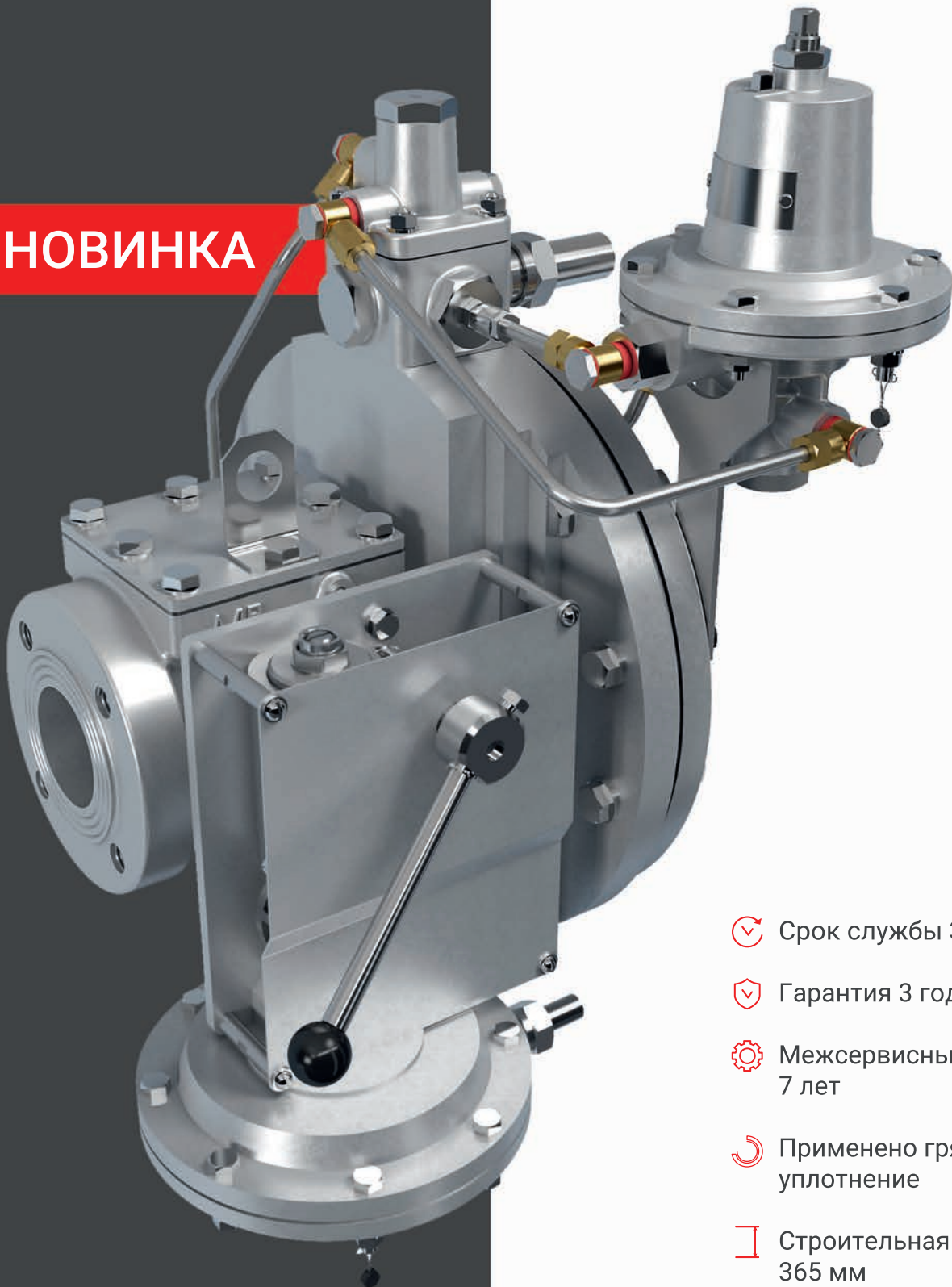







# РЕГУЛЯТОР ДАВЛЕНИЯ ГАЗА ПРЯМОТОЧНЫЙ КОМБИНИРОВАННЫЙ РДП-50К

**НОВИНКА**



-  Срок службы 35 лет
-  Гарантия 3 года
-  Межсервисный интервал  
7 лет
-  Применено грязесъемное  
уплотнение
-  Строительная длина  
365 мм

# 65 ЛЕТ ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

## № 7

819 | 2021

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



**22** РАЗРАБОТКА ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ В ЦЕЛЯХ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

**34** МЕТОДОЛОГИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МОРФОМЕТРИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТОРОСИСТЫХ ОБРАЗОВАНИЙ ПО ДАННЫМ КОСМОСЪЕМКИ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К АКВАТОРИИ ОБСКОЙ ГУБЫ

**60** ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ НА РАЗРАБОТКУ ГАЗОВЫХ АКТИВОВ В УСЛОВИЯХ СЛАБОКОНСОЛИДИРОВАННОГО КОЛЛЕКТОРА





## Уважаемые читатели!

Рад приветствовать вас на страницах научно-технического журнала «Газовая промышленность». В этом номере мы вновь будем говорить с вами о передовых решениях и делиться опытом флагманов нефтегазовой отрасли.

В настоящее время большую роль в развитии топливно-энергетического комплекса играют аэрокосмические технологии. Нефтегазовая промышленность является одним из лидеров по внедрению спутниковой связи и дистанционного зондирования Земли в свои производственные процессы, а также вносит существенный вклад в развитие космической отрасли. При этом потенциал для усиления синергетического эффекта остается очень большим. Раскрыть его и определить пути дальнейшего взаимодействия постарались участники XIV заседания рабочего комитета Международного делового конгресса «Современные технологии и перспективные проекты нефтегазового комплекса», о чем подробно рассказываем в июльском выпуске.

Аэрокосмический мониторинг позволяет ПАО «Газпром» решать сложные стратегические задачи. Так, коллеги из головного научного центра компании «Газпром ВНИИГАЗ» в научном блоке статей представляют работу, посвященную исследованию торосистых образований акватории Обской губы, мониторинг которых необходим для планирования транспортных и других операций на поверхности ледяного покрова при эксплуатации объектов обустройства шельфовых месторождений, планируемых к строительству.

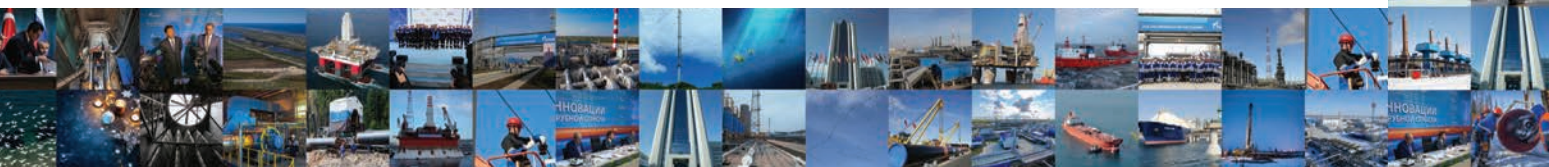
Ожидается, что космические технологии позволят улучшить эффективность реализации масштабной программы газификации регионов Российской Федерации, а также повысить надежность газоснабжения в целом. Тема газораспределения и газоснабжения практически не сходит с повестки и регулярно освещается на страницах нашего издания. Июльский выпуск не стал исключением: читайте о внедрении цифровых решений, автоматизации процессов и строительстве «низких сетей».

Об опыте использования новой технологии 3D-сейсморазведки с применением широкополосного нелинейного свип-сигнала рассказывается под рубрикой «Геология и разработка месторождений». В прошлом году на Харасавэйском месторождении специалисты ООО «Газпром недра» спроектировали полноазимутальную съемку и провели с ее помощью полевые работы. Полученные данные нужны для уточнения геологического строения и свойств залежей во всем интервале нефтегазоносности, от сеноманских отложений вплоть до палеозойского фундамента, залегающего на глубинах более 3000 м.

Важность изучения и освоения шельфа рассматривается в еще одной статье. В ней авторы указывают на сложности, возникшие по всему спектру работ в шельфовой (в том числе арктической) зоне ввиду отсутствия отечественного геофизического оборудования. С проблемами приходится сталкиваться во многих сферах – от сейсмической разведки до строительства и эксплуатации различных добычных и транспортных объектов. На страницах «Газовой промышленности» рассказывается о разработке российской программно-аппаратной коммуникационно-связанной платформы для производства необходимого гидроакустического оборудования высокоточного позиционирования в целях выполнения инженерных, строительных, проектных, регламентных, геолого-разведочных, добычных работ на континентальном шельфе в интересах топливно-энергетического комплекса России.

Приглашаю к прочтению!

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



## НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕДАКЦИЯ

### ИЗДАТЕЛЬ:

ООО «Камелот Паблшинг»

### ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР:

ГУЛИЕВА А.М.

### ДИРЕКТОР ПО МАРКЕТИНГУ:

ВОСТРУХОВА Е.О.

### НАУЧНЫЙ РЕДАКТОР:

ВИСХАДЖИЕВА К.С.

### НАУЧНЫЙ КОНСУЛЬТАНТ:

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

### ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:

КРОПОТКИНА О.В.

### РЕДАКТОР:

ЛАВРЕНТЬЕВА К.Б.

### ВЕРСТКА, ДИЗАЙН:

СОНИН Л.Б., ХОТЕЕВА А.И.

### АДРЕС РЕДАКЦИИ

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

Журнал входит в Перечень рецензируемых научных изданий, рекомендованных ВАК Минобразования 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, выданное Роскомнадзором.

Подписано в печать 28.07.2021

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, Россия, 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

№ 7 | 819 | 2021 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», Главный исполнительный  
директор, член Совета директоров компании South  
Stream Transport B.V., д.т.н., чл.-корр. РАЕН, член АТН РФ

**БУДЗУЛЯК Б.В.**

президент СРО АСГИНК, академик АТН РФ, АГН,  
РИА и РЭА, д.т.н., проф.

**ВАСИЛЬЕВ Г.Г.**

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

**ГАФАРОВ Н.А.**

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

**ГРИГОРЬЕВ Б.А.**

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

**ГУЛИЕВА А.М.**

генеральный директор ООО «Камелот Паблшинг»

**ДМИТРИЕВСКИЙ А.Н.**

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

**ЕРМОЛАЕВ А.И.**

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

**ИСТОМИН В.А.**

главный научный сотрудник Центра технологий добычи  
газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д.х.н., проф., член АГН, РАЕН

**ИШКОВ А.Г.**

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

**КАСЬЯН Е.Б.**

начальник Департамента ПАО «Газпром», к.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.**

к.т.н.

**ЛАПИДУС А.Л.**

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

**ЛЮГАЙ Д.В.**

д.т.н.

**МАРТЫНОВ В.Г.**

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

**МИТРОХИН М.Ю.**

д.т.н.

**МИХАЛЕНКО В.А.**

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

**ПАНКРАТОВ С.Н.**

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

**ПОЗДНЯКОВ А.П.**

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

**ПОТАПОВ А.Г.**

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 ИНЗИ РАН, д.т.н., акад. РАН

**ХАРИОНОВСКИЙ В.В.**

д.т.н., проф., акад. РАЕН

**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.






# НОВЫЙ ЗАВОД ЖДЁТ ПРОФЕССИОНАЛОВ

 Один из крупнейших в мире газоперерабатывающих заводов

 Самые современные достижения в области газопереработки

 Самое современное оборудование

Присылайте резюме в отдел по подбору персонала  
ООО «Газпром переработка Благовещенск»

**OK@AMURGPZ.RU**



на правах рекламы



**НОВОСТИ**

6

**АКТУАЛЬНОЕ ИНТЕРВЬЮ**

Ф.К. Садыгов: «Мы довольны динамикой рынков и нашими финансовыми результатами»

14

**НАУКА В ЛИЦАХ**

М.Л. Павлов: «Будущее – за российскими цеолитными адсорбентами и катализаторами»

18

**ЦИФРОВИЗАЦИЯ**

А.А. Белевитин, Н.А. Бородуля, В.Г. Рыжкова  
Разработка цифрового двойника газотранспортной системы в целях моделирования и оптимизации гидравлических режимов

22

С.А. Коледа

Организация среды общих данных для участников технологии информационного моделирования на базе КРЕДО

30

**ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА**

Проектирование подводных нефтегазопроводов ООО «Институт «ШЕЛЬФ»

33

А.В. Лобанов, Д.А. Онищенко, Н.В. Першин, М.М. Чумаков

Методология определения морфометрических характеристик торосистых образований по данным космосъемки применительно к акватории Обской губы

34

А.В. Гладилин, Б.Е. Петров, А.С. Тихонов, А.В. Лобанов

О необходимости разработки систем акустического позиционирования с длинной и ультракороткой базой для проведения работ на континентальном шельфе в интересах топливно-энергетического комплекса

46

**ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

В.В. Черепанов, А.П. Жуков, И.П. Коротков, Е.О. Никонов, Д.В. Шуфлинский, Р.М. Калимулин  
Результаты проведения полноазимутальной 3D-сейсморазведки с применением технологии широкополосного нелинейного свип-сигнала на Харасавэйском месторождении

54

**БУРЕНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН**

М.Д. Субботин, В.А. Павлов, Д.О. Королев, В.А. Морева, В.Н. Абрашов, М.А. Скоробогач, А.Н. Манторов  
Оценка влияния геомеханических эффектов на разработку газовых активов в условиях слабоконсолидированного коллектора

60

**ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ ГАЗА**

В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко, В.В. Химуля, Н.И. Шевцов  
Физическое моделирование метода направленной разгрузки пласта

66

**ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ГАЗОСНАБЖЕНИЕ**

С.В. Густов: «Используем самые современные технологии в развитии и строительстве систем газоснабжения»

74



Ф.Н. Вербицкий

Новые подходы к расчету с потребителями за газ 76

Завод по производству полиэтиленовых труб «ИНТЕРПЛАСТИК» – качественные решения для газопроводов 81

К.А. Мойся, С.Ю. Пашала, М.В. Квашенников, М.А. Антонов

Первые шаги к национальной платформе реализации газа. Тенденции развития ЕИТП 82

К.А. Мойся, С.Ю. Пашала, М.В. Квашенников, А.А. Шайденко

Новый уровень организации диспетчерских пунктов региональных газовых компаний 86

**РЕМОНТ И ДИАГНОСТИКА**

А.С. Исаков, Э.М. Лирон, Е.Б. Розенбергер, А.Н. Хорошев

Аналитический обзор рынка нефтепромысловых услуг в ПАО «НК «Роснефть» (текущий и капитальный ремонт скважин) 94

А.М. Щипачев, М. Алжадли

Современные методы залечивания микродефектов в трубопроводах 110

**СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ**

О.Н. Сычев

Производители трубной продукции обосновывают экономическую целесообразность использования труб длиной 18 м для строительства магистральных газопроводов 117

**НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ**

М.А. Смычѐк, В.Р. Милов, О.В. Писарев, Н.В. Новиков  
Расчет зон радиопокрытия базовых станций при проектировании технологической сети подвижной радиосвязи 118

**СТАНДАРТИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ**

Перечень документов системы стандартизации ПАО «Газпром» (СТО Газпром, Р Газпром), утвержденных и зарегистрированных в период с 01.06.2021 по 30.06.2021 124

Перечень отмененных документов системы стандартизации ПАО «Газпром» (СТО Газпром, Р Газпром) в период с 01.06.2021 по 30.06.2021 127

Monthly scientific, engineering,  
and industrial journal  
Founded in 1956

Founder  
GAZPROM PJSC

EDITOR-IN-CHIEF  
MARKELOV V.A.

**EDITORIAL ADVISORY BOARD:**

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

**EDITORIAL STAFF**

Publisher: Camelot Publishing LLC  
General director: Gulieva A.M.  
Marketing director: Vostrukhova E.O.  
Scientific editor: Viskhadzhieva K.S.  
Scientific consultant: Kharionovskiy V.V.  
Publishing editor: Kropotkina O.V.  
Editor: Lavrenteva K.B.  
Composition and design: Sonin L.B., Khoteva A.I.

**EDITORIAL OFFICE**

109811, Russia, Moscow,  
set, Moskovsky, PO box 1688  
Phone: +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 CATALOG  
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 28.07.2021  
All photos are provided by GAZPROM PJSC, subsidiary  
companies  
Printed by IP Rommelaer M.O. (individual entrepreneur)  
11 Bolshoy Golovin Lane, 107045, Moscow, Russia  
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**

**SPOTLIGHT INTERVIEW**

F.K. Sadygov: "We are gratified  
by the market dynamics  
and our financial results"

**SCIENCE PERSONIFIED**

M.L. Pavlov: "The future lies  
with Russian zeolite adsorbents  
and catalysts"

**DIGITALIZATION**

A.A. Belevitin, N.A. Borodulya,  
V.G. Ryzhkova  
Development of a gas transport  
system's digital twin to simulate  
and optimize its hydraulic modes

S.A. Koleda

Arranging shared media  
for the users of CREDO-based  
informational modeling technology

**OFFSHORE DEVELOPMENT**

Subsea gas pipeline design  
by OOO "Institute "SHELF"

A.V. Lobanov, D.A. Onishchenko,  
N.V. Pershin, M.M. Chumakov  
Methodology for morphometric  
characterization of hummock formations  
based on remote sensing data applied  
to the Gulf of Ob waters

A.V. Gladilin, B.Ye. Petrov,  
A.S. Tikhonov, A.V. Lobanov

On the need for developing long  
and ultra short baseline acoustic  
positioning systems for operations  
on the continental shelf in favor  
of the fuel and energy complex

**GEOLOGY AND MINING**

V.V. Cherepanov, A.P. Zhukov, I.P. Korotkov,  
E.O. Nikonov, D.V. Shuflinskiy, R.M. Kalimulin  
The results of a full-azimuth 3D seismic  
survey using broadband nonlinear sweep  
technology at Kharasaveyskoe field

**DRILLING AND WELL CONSTRUCTION**

M.D. Subbotin, V.A. Pavlov, D.O. Korolev,  
V.A. Moreva, V.N. Abrashov,  
M.A. Skorobogach, A.N. Mantorov  
Evaluation of geomechanical effects  
on gas asset development for poorly  
consolidated reservoir conditions

**UNDERGROUND GAS STORAGE**

V.I. Karev, Yu.F. Kovalenko, V.V. Khimulya,  
N.I. Shevtsov  
Physical modeling of directional  
unloading method

6	<b>GAS DISTRIBUTION AND GAS SUPPLY</b> S.V. Gustov: "We use the most advanced technologies for the development and construction of gas supply systems"	74
14	F.N. Verbitskiy New approaches to payment arrangements with gas consumers	76
18	<b>INTERPLASTIC polyethylene pipe plant:</b> quality solutions for gas pipelines	81
22	K.A. Moysya, S.Yu. Pashala, M.V. Kvashennikov, M.A. Antonov First steps to the national gas sale platform. Development trends of unified information technology spaces	82
30	K.A. Moysya, S.Yu. Pashala, M.V. Kvashennikov, A.A. Shaydenko The new level of dispatch center arrangement in regional gas companies	86
33	<b>REPAIR AND DIAGNOSTICS</b> A.S. Isakov, E.M. Liron, Ye.B. Rozenberger, A.N. Khoroshev Analytical review of the oilfield service market in Rosneft Oil Company PJSC (well remedial and workover)	94
34	A.M. Shchipachev, M. Aljadly Modern methods of micro-defect healing in pipelines	110
46	<b>CONSTRUCTION AND OPERATION OF OIL AND GAS PIPELINES</b> O.N. Sychev Tubular manufacturers justify the feasibility of using 18-meter pipes for main gas pipeline construction	117
54	<b>NEW TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT</b> M.A. Smychek, V.R. Milov, O.V. Pisarev, N.V. Novikov Radio coverage areas computation for base stations under technological network design of mobile radio communication	118
54	<b>STANDARDIZATION AND QUALITY MANAGEMENT</b> List of documents of Gazprom PJSC standardization system (STO Gazprom, R Gazprom), approved and registered during the period from 1.06.2021 to 30.06.2021	124
56	List of documents of Gazprom PJSC standardization system (STO Gazprom, R Gazprom), canceled during the period from 1.06.2021 to 30.06.2021	127



## КОСМОС ДЛЯ ТРУБЫ. ТЕНДЕНЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЭРОКОСМИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ОБСУДИЛИ НА ЗАСЕДАНИИ РАБОЧЕГО КОМИТЕТА МЕЖДУНАРОДНОГО ДЕЛОВОГО КОНГРЕССА

24 июня 2021 г. в очно-заочном формате состоялось XIV заседание рабочего комитета Международного делового конгресса «Современные технологии и перспективные проекты нефтегазового комплекса» под председательством заместителя Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркелова.

Встреча прошла в подмосковном городе Щелково, в стенах телекоммуникационного центра АО «Газпром космические системы», выступившего принимающей стороной 14-го по счету заседания комитета. Ключевой темой обсуждения стали тенденции и перспективы использования аэрокосмических технологий в нефтегазовой промышленности.

Текущий год знаковый для космической отрасли: мир отмечает 60-летие первого полета человека в космос, а космическая промышленность России – 75 лет с момента зарождения, образования в подмосковном Королеве Научно-исследовательского института № 88 (сегодня это Центральный научно-исследовательский институт машиностроения) и научно-исследовательского реактивного института Главного артиллерийского управления – 4-го ЦНИИ Минобороны России. Неслучайно

деловую часть программы заседания предварило посещение музея Ракетно-космической корпорации «Энергия» имени С.П. Королева, где участники мероприятия смогли ознакомиться с историей создания отечественной ракетно-космической техники: от первых баллистических ракет дальнего действия до ракеты-носителя «Энергия» и комплекса ракетно-космического назначения «Морской старт», от первых искусственных спутников Земли до пилотируемых и транспортных космических кораблей всех модификаций.

Тон обсуждению главной темы заседания задали космонавты О.В. Новицкий и П.В. Дубров, поприветствовавшие участников Международного делового конгресса (МДК) прямо с борта Международной космической станции (МКС).

«Эффективность развития экономики и общества во многом

определяется космическими технологиями. И в первую очередь это понимает мировой энергетический сектор, который является одним из лидеров по внедрению технологий спутниковой связи и дистанционного зондирования Земли в свои производственные процессы. Сейчас в космосе несут свою вахту спутники связи «Газпрома» под названием «Ямал». Наблюдая в иллюминаторы нашей станции бескрайние земные просторы, понимаешь, насколько спутниковая связь необходима людям. Ведь только она благодаря своей глобальности способна дотянуться до самого удаленного уголка Земли и уравнивать всех ее жителей в доступе к информационным ресурсам», – отметили космонавты.

В настоящее время «Газпром» при поддержке «Роскосмоса» реализует в Щелкове проект создания современного сборочного произ-







ДОСТИЖЕНИЯ, СТАВШИЕ В СОВЕТСКОЕ ВРЕМЯ ОСНОВОЙ ДЛЯ ПОЯВЛЕНИЯ НОВОЙ ОТРАСЛИ, ПАО «ГАЗПРОМ» СОВМЕСТНО С ПАРТНЕРАМИ СЕГОДНЯ РАЗВИВАЕТ ВО БЛАГО РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ И ВСЕЙ СТРАНЫ.



водства космических аппаратов, что, по мнению работников МКС, способствует развитию российской космической промышленности.

«Приятно сознавать, что благодаря «Газпрому» космос становится ближе к людям, работает на их благо», – сказали они.

Ведущие эксперты космической отрасли и ее легендарные представители приняли активное участие в работе заседания. Так, в состав президиума вошли заместитель Министра энергетики Московской обл. Е.В. Гаврилов, первый заместитель генерального ди-

ректора по развитию орбитальной группировки и перспективным проектам Госкорпорации «Роскосмос» Ю.М. Урличич, генеральный директор АО «Газпром космические системы» Д.Н. Севастьянов, а также 56-й советский космонавт, дважды Герой СССР, генеральный конструктор РКК «Энергия» В.А. Соловьев.

Как отметил во вступительной речи В.А. Маркелов, космические технологии плотно вошли в жизнь людей, став частью повседневности: «Мы используем их каждый день, даже не задумываясь об этом: мы просто включаем телевизор,

заходим в интернет, отправляем друг другу сообщения... А за всем этим стоят космические технологии и труд многих выдающихся людей».

Достижения, ставшие в советское время основой для появления новой отрасли, ПАО «Газпром» совместно с партнерами сегодня развивает во благо российской экономики и всей страны. В рамках 14-го заседания рабочего комитета «Современные технологии и перспективные проекты нефтегазового комплекса» «Газпром» поделился опытом в области развития космических технологий.





ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ И ОБЩЕСТВА ВО МНОГОМ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ КОСМИЧЕСКИМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ. И В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ ЭТО ПОНИМАЕТ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СЕКТОР, КОТОРЫЙ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ ЛИДЕРОВ ПО ВНЕДРЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ СПУТНИКОВОЙ СВЯЗИ И ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ В СВОИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ.



«Газпром космические системы» – очень важное звено для «Газпрома». Как известно, объекты, на которых работает наша компания, находятся в труднодоступных регионах – Ямал, Восточная Сибирь, Дальний Восток, где пока нет людей, мы заходим для проведения геолого-разведочных работ, начинаем добывать газ. И, конечно же, нам нужна постоянная связь с данными объектами в режиме реального времени. Компания «Газпром космические системы» выполняет данную работу», – рассказал В.А. Маркелов.

В настоящее время в г. Щелково Московской обл. продолжается строительство сборочного производства космических аппаратов. Проект реализуется «Газпром» при поддержке «Роскосмоса».

«Газпром» – это великолепная кузница, в том числе и космических технологий. И будущее, безусловно, за таким [межотраслевым] симбиозом. Мы искренне верим, что и другие технологии придут из «Газпрома» в космическую промышленность. Мы, в свою очередь, в рамках импортозамещения также реализуем проекты в интересах «Газпрома», – сообщил Ю.М. Урличич.

В.А. Соловьев представил концепцию новой российской орбитальной станции, которая бы охватывала многие высокие широты, включая перспективные для Российской Федерации и «Газпрома» нефте- и газоносные районы Сибири и Арктики, где с помощью космической индустрии можно было бы организовать связь, навигацию и дистанционное зондирование.

«Со времен С.П. Королева космические исследования, особенно пилотируемые, предполагают обязательное наличие современных, серьезных, надежных технологий. В нефтегазовой промышленности тоже используются самые прогрессивные технологии. Есть такое понятие: «перетекание технологий», в рамках которого нам, безусловно, надо плотно сотрудничать. Дело в том, что многие современные,





в том числе и пилотируемые, аппараты обладают иной раз такими возможностями, о которых мы даже не догадываемся, а эти достижения можно распространять на Землю и получать еще более серьезный эффект от их использования», – рассказал В.А. Соловьев.

Ю.М. Урличич познакомил членов МДК с перспективами внедрения космических информационных технологий, создаваемых в рамках программы «СФЕРА» в нефтегазовой и других отраслях экономики.

«На прошедшем Петербургском международном экономическом форуме «Газпром», «Роскосмос» и «Росатом» подписали соглашение, в рамках которого договорились о том, что будут создаваться не просто системы, а новое понимание рынка. Это, конечно же, рынок с использованием космических технологий, которые нужны и «Газпрому» – для создания единой системы геотехнического мониторинга опасных объектов, да и «Росатому» – для Северного

морского пути [...] И это наше будущее: мы должны не только изготавливать спутники, но и думать над тем, чем эти спутники могут быть полезны нам всем. В частности, мы все думаем об экологии, эта проблема понятна. Выплата штрафов, уплачиваемых компаниями за экологические катастрофы, окупил бы создание даже не одной, а нескольких орбитальных группировок, которые могли бы выполнять мониторинг по технологии, предложенной «Газпромом», и предотвратить аварии», – отметил Ю.М. Урличич.

Комментируя тему использования космических технологий в нефтегазовой отрасли для контроля сохранности трубопроводов и предотвращения экологических катастроф, В.А. Маркелов подчеркнул, что такие процессы, как просадка грунтов или порывы, не происходят мгновенно, это накопленные изменения, которые реально отследить, применяя технологии зондирования Земли. Такие технологии активно

использует «Газпром». В частности, в рамках проекта «Сила Сибири», магистральный газопровод которого пересекает зоны тектонических разломов. С помощью спутников можно отслеживать любые отклонения трубопровода.

Подробнее об использовании аэрокосмических технологий для мониторинга и управления объектами Группы «Газпром» рассказал генеральный директор АО «Газпром космические системы» Д.Н. Севастьянов.

О вкладе корпоративной науки в развитие аэрокосмических технологий участники заседания узнали от заместителя начальника Департамента ПАО «Газпром», генерального директора ООО «Газпром ВНИИГАЗ» М.Ю. Недзвецкого. ВНИИГАЗ как головной научный центр «Газпрома» осуществляет научно-техническое и методическое сопровождение аэрокосмических технологий, содействует внедрению спутниковых методов в производственную деятельность.

«Наш институт является единственным центром компетенций по геодинамическому мониторингу и исполнителем работ по созданию горно-геологических обоснований и проектов геодинамических полигонов», – уточнил М.Ю. Недзвецкий.

Внедрение аэрокосмических технологий, по его словам, не только обеспечивает безопасность эксплуатации, но и дает конкретный экономический эффект. Так, обоснованная замена наземных традиционных нивелирных измерений спутниковыми позволяет экономить около 80 % затрат на мониторинг при получении существенно большей информации об объекте.

О решении задач геотехнического, ледового и экологического мониторинга производственной инфраструктуры Группы «Газпром» на базе универсальной малой космической платформы участникам заседания подробно рассказал первый заместитель генерального директора АО «Газпром космические системы» П.В. Корвяков. Одно из развиваемых сегодня специалистами направлений – высококачественное определение характеристик утечек метана.

Директор Дирекции цифровой трансформации ПАО «Газпром нефть» А.А. Белевцев поделился с членами МДК опытом применения беспилотных авиационных систем в производственной цепочке компании.

Присоединившийся посредником видеоконференц-связи руководитель по развитию бизнеса по направлениям нефтегазовой отрасли, окружающей среды, землепользования, безопасности, морского судоходства компании e-GEOS (Италия) Карло Моруччи рассказал об использовании радиолокационных спутниковых данных для поддержки работ по разведке, эксплуатации и выводу из эксплуатации в нефтегазовом секторе. Региональный директор Thales Alenia Space в России А.В. Бакунц представил доклад на тему «Космические технологии для жизни».

Развитию космических технологий также содействуют молодые ученые, о чем сообщил исполнительный директор научно-технического журнала «Газовая промышленность» Э.А. Ахадов, пригласивший участников заседания присоеди-

ниться к числу экспертов и партнеров IV Международного конкурса молодых ученых «Нефтегазовые проекты: взгляд в будущее».

Подводя итоги XIV заседания рабочего комитета МДК «Современные технологии и перспективные проекты нефтегазового комплекса», В.А. Маркелов отметил, что, помимо озвученных плюсов от развития космических технологий, данное направление позволит «Газпрому» повысить надежность газоснабжения и эффективно реализовать программу газификации российских регионов, в рамках которой будет построено в три раза больше газопроводов, чем за последние пять лет.

В завершение встречи Исполнительный Секретарь МДК И.В. Инжеватова сообщила о возможности участия в общем собрании, назначенном на 17 сентября 2021 г., как в очном, так и в онлайн-формате в одном из трех городов: Сингапуре, Санкт-Петербурге или Берлине, где будут организованы студии, связанные телемостом. Накануне этого события, 15 и 16 сентября, состоятся заседания рабочих комитетов. ■

СО ВРЕМЕН С.П. КОРОЛЕВА КОСМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ОСОБЕННО ПИЛОТИРУЕМЫЕ, ПРЕДПОЛАГАЮТ ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ НАЛИЧИЕ СОВРЕМЕННЫХ, СЕРЬЕЗНЫХ, НАДЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ТОЖЕ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ САМЫЕ ПРОГРЕССИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ.





## К ОСЕНИ ВРЕМЕННЫЙ ГОРОДОК ДЛЯ СТРОИТЕЛЕЙ КОМПЛЕКСА ПО ПЕРЕРАБОТКЕ ЭТАНСОДЕРЖАЩЕГО ГАЗА В УСТЬ-ЛУГЕ СМОЖЕТ ПРИНЯТЬ 1200 ЧЕЛОВЕК

В районе поселка Усть-Луга продолжается возведение временных зданий и сооружений Комплекса по переработке этансодержащего газа, проект строительства которого реализуют АО «РусГазДобыча» и ПАО «Газпром» при поддержке государственной корпорации развития «ВЭБ.РФ».

Как рассказали в пресс-службе Комплекса по переработке этансодержащего газа, во временном городке будут общежития, столовые, банно-прачечный комплекс, медпункт, спортивная площадка. Городок обеспечен всем необходимым для автономного функционирования, включая собственные очистные сооружения. Его

территория огорожена по всему периметру, оснащена системой видеонаблюдения, обеспечена круглосуточной охраной.

К началу осени городок сможет принять до 1200 работников. К концу года завершится строительство второй очереди, что позволит разместить еще до 1400 вахтовиков.



Комплекс по переработке этансодержащего газа в районе Усть-Луги строит интернациональная команда. Кроме российских специалистов, привлечены инженерные кадры из разных стран, в том числе из Китая, Турции, США, ряда государств Евросоюза. На пике работ на объекте будет трудиться порядка 80 тыс. человек.

## В КРАСНОЯРСКОМ КРАЕ НАЧАЛОСЬ БУРЕНИЕ СВЕРХГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ КАНАНДИНСКАЯ 278

В ближайшие годы будет пробурена скважина до глубины 3700 м и подготовлено ее углубление до 5400 м.

Специально для этого проекта АО «Росгеология» при финансовой поддержке Фонда развития промышленности приобрело мощную буровую установку БУ УСПК 6000/400 ЭРА серии «Таймыр-Р1» грузоподъемностью до 400 т, способную бурить разведочные скважины на нефть и газ глубиной

до 6000 м в районах Крайнего Севера. Установка имеет автоматизированную систему управления, оснащена наземной системой контроля параметров процесса бурения, обогрева горячим воздухом.

В рамках второго этапа работ скважина должна достичь тэтэрской свиты венда, что позволит



© фото: rosgeo.com

геологам исследовать характеристики потенциально продуктивных горизонтов и установить предпосылки их нефтегазоносности.

## «РОСНЕФТЬ» ОТКРЫЛА КРУПНОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ В ЯКУТИИ

ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», которое входит в нефтегазодобывающий комплекс ПАО «НК «Роснефть», открыло крупное газоконденсатное месторождение на территории Республики Саха (Якутия).

На баланс Государственной комиссии по запасам поставлено более 40 млрд м<sup>3</sup> газа и свыше 2 млн т газового конденсата. Новое месторождение получило название Кэдэргинское.

Повышение эффективности выполнения запасов является одним из ключевых элементов Стратегии «Роснефть-2022». Компания пла-

нирует восполнять не менее 100 % добываемых углеводородов.

В рамках реализации геолого-разведочных мероприятий была создана региональная геологическая модель месторождения, выполнена оценка ресурсного потенциала, проведены полевые сейсморазведочные работы, высокотехнологичная обработка



© фото: vk.com/rosneft.ru

и интерпретация данных сейсморазведки, сообщает пресс-служба компании.





ГОТОВНОСТЬ АМУРСКОГО ГПЗ ПО ИТОГАМ ИЮНЯ СОСТАВИЛА 77,8 %

На второй технологической линии Амурского газоперерабатывающего завода идет подготовка к пусконаладочным работам под нагрузкой. Обеспечена готовность к холодному пуску второй пары газоперекачивающих агрегатов «Ладоба» дожимной компрессорной станции, сообщает пресс-служба ООО «Газпром переработка Благовещенск».

На пятой технологической линии завершена подготовка фундамента для монтажа крупнотоннажного оборудования. Смонтирован основной кольцевой кран грузоподъемностью 1600 т, предна-

значенный для монтажа колонн газоразделения.

Тем временем на причале началась разгрузка колонн газоразделения для пятой технологической линии.

Это наиболее массивное и габаритное оборудование из доставляемого на Амурский газоперерабатывающий завод (ГПЗ) в период летней навигации 2021 г. Вес демультипликатора – 870 т, длина – 88 м. Колонна удаления азота при длине более 58 м весит 883 т. Для погрузо-разгрузочных работ на причале Амурского ГПЗ задействованы два крана грузоподъемностью 1350 т каждый.

Как рассказали в «Газпром переработка Благовещенск», всего в этом сезоне планируется доставить 37 ед. оборудования общим весом порядка 5,6 тыс. т.

Напомним, что первая технологическая линия завода была запущена в работу 9 июня 2021 г. при участии Президента Российской Федерации В.В. Путина. Шесть технологических линий по 7 млрд м<sup>3</sup> газа в год будут вводиться в эксплуатацию поэтапно. После выхода Амурского ГПЗ на полную производительность перерабатывающие мощности ПАО «Газпром» увеличатся на 80 %.

#### «ГАЗПРОМ» ПРИОБРЕТЕТ ПЕРВЫЙ РОССИЙСКИЙ ВЕРТОЛЕТ ДЛЯ ПЕРЕВОЗКИ ЛЮДЕЙ И ГРУЗОВ НАД МОРЕМ

Заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркелов и генеральный директор АО «Вертолеты России» (входит в структуру Государственной корпорации «Ростех») А.И. Богинский подписали Соглашение о стратегическом сотрудничестве по поставке сертифицированных вертолетов морского назначения отечественного производства типа Ми-171А3.

Это первый вертолет отечественного производства, предназначенный главным образом для выполнения офшорных операций, т.е. перевозки пассажиров и грузов над морем. Максимальная взлетная масса серийного воздушного судна – 13 т.

«Ми-171А3 отвечает повышенным требованиям по обеспечению безопасности полетов над водной поверхностью. Он, в частности, будет оснащен аварийной топливной системой, системой аварийного приводнения с автоматической активацией и спа-

сательными плотами внешнего размещения. Для эксплуатации вертолета даже в самых сложных погодных условиях будет установлен интегрированный пилотажно-навигационный комплекс – «стеклянная кабина» с цифровым навигационным оборудованием», – рассказали в пресс-службе холдинга «Вертолеты России».

Вертолет будет выпускаться в двух конфигурациях. Первая предназначена для перевозки до 24 пассажиров и грузов массой до 5 т. Вторая – для проведения поисково-спасательных операций,



она будет дополнительно укомплектована специализированным оборудованием, в том числе медицинским. В случае необходимости эксплуатант сможет самостоятельно переоборудовать грузопассажирский вертолет в поисково-спасательный.

«Газпром» намерен закупать вертолеты Ми-171А3 в соответствии с актуальными потребностями, размещать заказы на ремонт и сервисное обслуживание. Компания планирует использовать их для работы на месторождениях континентального шельфа.

## «ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ» В 2022 Г. НАЧНЕТ РАЗРАБОТКУ УНИКАЛЬНОЙ СВЕРХГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ В КОМИ

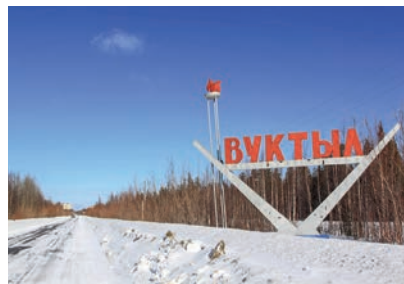
**Скважина №402 расположена на Вуктыльском месторождении в Республике Коми, запасы которого составляют 339 млрд м<sup>3</sup> газа.**

Работа будет производиться буровой установкой БУ 5000/320 ЭК-БМЧ №14778. Глубина 402-й скважины достигнет 5650 м. Она уникальна не только сложностью технологических решений и геологических условий, но и тем, что испытание будет вестись столько же, сколько и бурение, – 376 и 355 сут.

Как сообщили в ООО «Газпром бурение», в настоящее время на месторождении ведутся подготовительные работы, в августе –

сентябре планируется подготовка площадки для приема тяжелого станка, в октябре – мобилизация БУ и бригадного хозяйства, а с ноября 2021 г. по январь 2022 г. будут выполняться вышкомонтажные работы.

Разработка Вуктыльского месторождения начата Обществом еще в 1963 г. – работниками бывшего филиала «Ухта бурение». Тогда скважина-первооткрывательница №2 на Нижне-Вуктыльской пло-



щади дала первый приток газа с уникально высоким содержанием конденсата. А в 1987 г. на Вуктыле бригадой И.Т. Глинского пробурена самая глубокая на европейском севере скважина с забоем 7026 м. Сегодня подготовительные работы к реализации проекта ведутся краснодарским филиалом.



## УШЕЛ ИЗ ЖИЗНИ ОДИН ИЗ ОСНОВАТЕЛЕЙ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ Г.Д. МАРГУЛОВ

**На 94-м году жизни скончался Президент Международной топливно-энергетической ассоциации, директор Центра «Энергетика и гражданское общество» Грант Джаванширович Маргулов, стоявший у истоков формирования и развития отечественного топливно-энергетического комплекса.**

Свою трудовую деятельность Грант Джаванширович начал в 1945 г. на бакинских нефтегазопромыслах. С 1959 г. работал в объединении «Бухаранефтегаз». Сначала – главным геологом, затем – начальником нефтегазопромыслового управления и начальником объединения. В 1966 г. перешел в аппарат Министерства газовой промышленности СССР на должность главного инженера Первого главного управления. В 1981 г. был

приглашен на пост первого заместителя министра газовой промышленности СССР. В 1986 г. стал первым заместителем председателя Бюро Совета Министров СССР по топливно-энергетическому комплексу.

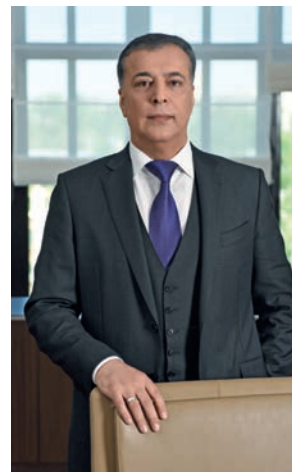
Коллеги отмечают, что при непосредственном участии Г.Д. Маргулова были созданы крупнейшие газодобывающие центры в Узбекистане, Туркмении, Оренбуржье, Красноярском крае, Ямало-Ненецком авт. окр.





## Ф.К. САДЫГОВ: «МЫ ДОВОЛЬНЫ ДИНАМИКОЙ РЫНКОВ И НАШИМИ ФИНАНСОВЫМИ РЕЗУЛЬТАТАМИ»

О финансовых итогах кризисного 2020 г., формировании бюджета на 2021 г., важнейших приоритетах, потенциале роста и конкурентных преимуществах компании читайте в интервью заместителя Председателя Правления ПАО «Газпром» Фамила Камиловича Садыгова журналу «Газовая промышленность».



**– «Стресс-тест», пройденный ПАО «Газпром» и всей мировой экономикой в 2020 г., стимулировал компанию к активной и системной работе по снижению расходов. По каким направлениям деятельности в прошлом году был достигнут наибольший эффект? Какие планы в этом направлении на 2021 г.?**

– Операционные расходы Группы «Газпром» в 2020 г. составили 79 млрд долл. США, снизившись к предыдущему году на 20 %.

При сокращении затрат нам было важно уберечь выполнение производственных планов от срывов и сохранить надежность поставок газа потребителям.

Мы существенно сэкономили, в частности за счет оптимизации закупок нефти и газа, провели сокращение по широкому списку административных и управленческих статей затрат.

По оценкам, прямой эффект от принятых мер по сокращению операционных затрат составил около 2,3 млрд долл. США (в сравнении с 2019 г.).

При этом за рамками программы сокращения затрат были оставлены защищенные группы расходов: налоги; оплата труда; социальные выплаты; страхование; расходы, связанные с пандемией.

Кроме того, значительную поддержку свободному денежному потоку компании оказала оптимизация капиталовложений. По Группе «Газпром» они сократи-

лись на 26 % – с 28,1 млрд долл. США в 2019 г. до 20,8 млрд долл. в 2020 г. Наибольший объем сокращения достигнут в газовом бизнесе – свыше 6 млрд долл. США. Снижены капитальные затраты по широкому спектру проектов. При этом оптимизация не повлияла на плановые сроки ввода ключевых проектов.

При формировании бюджета на 2021 г. мы установили лимиты операционных затрат с учетом достигнутых результатов по сокращению расходов в прошлом году.

**– Многие представители мировой нефтегазовой отрасли в прошлом году действовали как в известной поговорке: «Не до жиру, быть бы живу» – и свернули ряд заявленных ранее проектов. «Газпром» тоже придерживается консервативного подхода при планировании расходов, но при этом запускает стратегические для всей страны газоперерабатывающие производства, поддерживает расширение программы газификации регионов и другие проекты. Как удается соблюсти этот баланс приоритетов?**

– В 2020 г. «Газпром» приложил значительные усилия для сокращения общего объема капиталовложений, что было более чем оправданно в экстраординарных обстоятельствах прошлого года. При этом важнейшим условием снижения затрат было соблю-

дение сроков запуска ключевых проектов.

В итоге мы смогли сохранить сильное финансовое положение и продолжить развитие стратегически важных направлений.

В дальнейшем планируем поддерживать этот баланс, ежегодно генерируя положительный свободный денежный поток. Напомню, что он определяется как разность между операционным денежным потоком и капиталовложениями.

Нам важно было продолжить реализацию ключевых проектов даже в сложных условиях 2020 г., поскольку эти проекты обеспечивают стратегическое развитие «Газпрома» и долгосрочный рост финансовых показателей, в том числе за счет следующих факторов: запуска и дальнейшей загрузки наших проектов по транспортировке газа («Турецкий поток», запущенный в прошлом году, позволил снизить транспортные расходы на экспорт газа в Европу); наращивания объемов поставок газа в Китай по газопроводу «Сила Сибири» до 38 млрд м<sup>3</sup>; роста объемов переработки газа на Амурском ГПЗ и старта работы комплекса в Усть-Луге, что обеспечивает диверсификацию бизнеса и более эффективную монетизацию запасов газа; увеличения доходов нефтяного бизнеса Группы; реализации ряда проектов меньшего масштаба, а также комплексного повышения эффективности на всех уровнях.



– Вы ранее отмечали, что при составлении бюджета «Газпрома» на текущий год исходили из принципа умеренного оптимизма, т.е. закладывали основные показатели со знаком плюс. Спустя полгода оптимистичный финансовый настрой сохраняется?

– Формируя бюджет ПАО «Газпром» на 2021 г., в компании руководствовались консервативным подходом, закладывая некоторое улучшение рыночных условий по сравнению с кризисным 2020 г. Например, в качестве предпосылок по цене на 2021 год использовали в бюджете среднюю цену на экспорт газа в Европу на уровне 170 долл. США за 1000 м<sup>3</sup>. Тем не менее динамика нефтегазовых рынков с начала года значительно превзошла ожидания, и прогноз по средней цене поставок газа в Европу в 2021 г. уже существенно превышает 200 долл. США за 1000 м<sup>3</sup>. Это, в свою очередь, не только под-

держивает, но и усиливает оптимистичный настрой по ожиданиям на весь текущий год.

На сегодняшний день мы довольны динамикой рынков и нашими финансовыми результатами. В частности, сильные показатели за 1-й квартал 2021 г. превзошли ожидания большинства аналитиков – «Газпром» продемонстрировал рекордный результат по размеру свободного денежного потока, а величина EBITDA стала второй за всю историю компании. Кроме того, компания нарастила «подушку ликвидности» до 20 млрд долл. США и снизила долговую нагрузку до 2,1 по коэффициенту «чистый долг/EBITDA».

Сохранившаяся и во 2-м квартале хорошая динамика нефтегазовых рынков позволяет рассчитывать на значительный рост ключевых финансовых показателей Группы «Газпром» по итогам всего года. Мы ожидаем, что EBITDA достигнет 30 млрд долл. США, свободный

денежный поток полностью покроет дивидендные выплаты, а коэффициент «чистый долг/EBITDA» вернется в комфортный диапазон между 1,0 и 2,0.

– Недавно был запущен в работу Амурский газоперерабатывающий завод (ГПЗ). Как известно, для его строительства привлечен большой объем проектного финансирования. Тиражирование данного метода на другие проекты компании столь же успешно?

– Сделка по привлечению проектного финансирования для строительства Амурского ГПЗ успешно завершилась в декабре 2019 г. подписанием кредитно-обеспечительной документации с общим объемом финансирования 11,4 млрд евро. Она стала крупнейшей для «Газпрома» и одной из самых масштабных в Европе за последнее время.

Средства предоставляют 22 европейских, азиатских и российских

## ЧЕЛОВЕКООДОБНЫЙ РОБОТ СТАЛ ЖУРНАЛИСТОМ «ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»

YOUTUBE-КАНАЛ «ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ»

ПЕРВОЕ ИНТЕРВЬЮ РОБОТА АЛЕКСА  
УЖЕ НА КАНАЛЕ «ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ»



банка. Со стороны европейских и японских кредитных организаций в сделке участвуют 14 банков, выделяя до 3,66 млрд евро под страховое покрытие западных экспортно-кредитных агентств сроком на 17 лет. ООО «Газпром переработка Благовещенск» стало первой российской компанией, которая привлекает проектное финансирование под покрытие агентств на столь длительный срок. Еще 1 млрд евро сроком на 15 лет предоставляется без покрытия.

Сделка по привлечению проектного финансирования для строительства Амурского ГПЗ была высоко оценена международным финансовым сообществом, что подчеркивает качество ее структуры и значимость. Сделка получила премию в номинации «Российская сделка года под покрытие агентств экспортного кредитования» в ежегодном рейтинге агентства TXF «10 лучших сделок года по экспортному финансированию» (TXF Perfect 10 Export Finance Deals of the Year), а также премию агентства Proximo «Лучшая сделка 2019 года Европы, Ближнего Востока и Африки» в номинации «Нефть и газ Евразии».

Компания, конечно, планирует тиражировать данный метод при реализации иных проектов Группы «Газпром» с учетом опыта и наработок Амурского ГПЗ.

В дальнейшем проектное финансирование рассматривается в «Газпроме» в качестве одного из инструментов привлечения средств для разработки как наших собственных месторождений, так и месторождений с участием стратегических партнеров. Среди них Тамбейское месторождение с АО «РусГазДобыча»; Лаявожское и Ванейвисское – с ПАО «ЛУКОЙЛ»; Уренгойское – с немецкой компанией Wintershall Dea GmbH.

На 2022 г. запланировано привлечение проектного финансирования для газоперерабатывающего комплекса в Усть-Луге.

**– Большинство аналитиков рекомендуют покупать акции**

**«Газпрома». Важно ваше мнение: за счет чего именно в перспективе будет расти фундаментальная стоимость акций компании?**

– Мы убеждены, что акции «Газпрома» обладают значительным потенциалом роста.

В 2020 г. вместе со всем рынком акции компании демонстрировали высокую волатильность, находясь под влиянием крайне неблагоприятной конъюнктуры на рынках нефти и газа, обусловленной известными факторами.

Тем не менее за счет фундаментальных конкурентных преимуществ, а также оперативной реакции на острую рыночную ситуацию «Газпром» смог сохранить свои лидирующие позиции на всех ключевых рынках и показать достойные финансовые результаты.

В настоящий момент видно, что котировки акций «Газпрома» еще не в полной мере отражают динамику и достигнутые уровни цен на газ в Европе.

В долгосрочном периоде фундаментальная стоимость акций ПАО «Газпром» будет расти благодаря увеличению свободного денежного потока Группы. Хочу напомнить, что суммарная дополнительная EBITDA от пяти ключевых проектов «Газпрома» составит 9 млрд долл. США в год (после выхода этих проектов на полную мощность). Кроме того, нефтяной и электроэнергетический сегменты также обеспечивают вклад в рост финансовых показателей Группы «Газпром».

Помимо этого, строгое соблюдение нами дивидендной политики также является важным положительным сигналом для инвесторов. Уже по итогам 2020 г. мы обеспечим нашим акционерам дивиденды в размере 50 % от скорректированной чистой прибыли по Международным стандартам финансовой отчетности.

С каждым годом все большее значение для инвесторов приобретают вопросы устойчивого развития, и в этой связи мы также

придерживаемся проактивной позиции, развивая все компоненты в данной области. В частности, выбросы парниковых газов Группы в 2020 г. сократились на 11 %. В мае 2021 г. Совет директоров одобрил политику Группы «Газпром» в области устойчивого развития, которая закрепляет миссию Группы в этой сфере.

Мы уделяем большое внимание взаимодействию с инвестиционным сообществом, демонстрируем прозрачность и готовность к постоянному диалогу.

Высокое качество активов вкупе с консервативным подходом к финансовой политике позволяют «Газпрому» оставаться устойчивой компанией при любой рыночной конъюнктуре и продолжать развитие бизнеса, обеспечивая рост акционерной стоимости.

**– Ранее вы называли регионами максимальной концентрации акционеров и инвесторов «Газпрома» США, Великобританию и континентальную Европу. Удастся ли прирастить в этом направлении за счет Азиатско-Тихоокеанского региона, учитывая последние громкие проекты?**

– Действительно, большинство институциональных миноритарных акционеров «Газпрома» находится в США, Великобритании и континентальной Европе. Это следствие масштабов и уровня развития финансовых рынков в данных регионах. При этом отдельные инвестиционные фонды из стран Ближнего Востока и Азии также являются одними из крупнейших миноритарных акционеров «Газпрома» и держателями наших долговых ценных бумаг.

«Газпром» проводит активную работу как с американскими, европейскими и российскими, так и с азиатскими инвесторами, регулярно организуя встречи и донося позицию компании по актуальным вопросам повестки дня. Пандемия не сказалась на качестве взаимодействия, которое успешно происходит в онлайн-формате. ■



# 5-8 ОКТЯБРЯ 2021



## Х юбилейный ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ  
О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



МИНПРОМТОРГ  
РОССИИ

ПАРТНЕРЫ



Boskalis

КОМИТА  
ГРУППА КОМПАНИЙ



ЗАГОРСКИЙ  
ТРУБНЫЙ  
ЗАВОД

ГАЗПРОМБАНК

ГМС  
ГРУППА

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ  
ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ  
МЕЖДУНАРОДНЫЙ  
ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ  
СПОНСОР



Салаватский  
Каталитический  
Завод

БАНК  
РОССИЯ



ОБЪЕДИНЕННЫЙ  
ПРОМЫШЛЕННЫЙ  
КОМПЛЕКС

NIKKISO

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

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626, 2122)  
GF@EXPOFORUM.RU

**GAS-FORUM.RU 18+**



**М.Л. ПАВЛОВ:**

## «БУДУЩЕЕ – ЗА РОССИЙСКИМИ ЦЕОЛИТНЫМИ АДСОРБЕНТАМИ И КАТАЛИЗАТОРАМИ»

Доктор химических наук (тема докторской диссертации – «Новые методы синтеза низко- и высокомолекулярных цеолитов и получение на их основе катализаторов и адсорбентов»), профессор (по специальности «кинетика и катализ»).

Заместитель начальника научно-технического центра ООО «Газпром нефтехим Салават».

Автор более 400 опубликованных научных работ, из них 4 монографии, 89 патентов и авторских свидетельств на изобретение.

Под научным руководством М.Л. Павлова подготовлено и защищено 8 диссертаций на соискание ученой степени кандидата химических наук, 16 диссертаций на соискание степени магистра техники и технологии по совместной программе ООО «Газпром нефтехим Салават», Салаватского филиала Уфимского государственного нефтяного технического университета и Французского института нефти.

Сфера интересов: цеолитные адсорбенты и катализаторы.



Михаил Леонардович Павлов родился 30 декабря 1956 г. в Грозном. В 1979 г. с отличием окончил Грозненский нефтяной институт имени М.Д. Миллионщикова по специальности «химическая технология переработки нефти и газа» и получил квалификацию инженера – химика-технолога.

Цеолитные и цеолитсодержащие адсорбенты и катализаторы для Михаила Леонардовича стали целым миром, и свою жизнь он посвятил созданию и изучению этих продуктов и технологий их производства.

Научная деятельность М.Л. Павлова началась в Грозненском нефтяном научно-исследовательском институте, где инженер, аспирант, а впоследствии ведущий научный сотрудник участвовал и руководил разработкой ряда шариковых и микросферических катализаторов крекинга, детергентов – цеолитных компонентов синтетических моющих средств, цеолит-

содержащих адсорбентов для осушки, очистки и разделения газовых и жидких сред. В частности, при участии ученого впервые в СССР был создан специальный адсорбент АЦ-S для осушки и очистки природного газа от сероводорода и меркаптанов, который прошел испытания и эксплуатировался на Оренбургском гелиевом заводе. До этого в нашей стране цеолитсодержащие адсорбенты промышленно выпускались только как цеолиты общего назначения, формованные со связующим безотносительно к конкретному процессу их использования. Эти ранние разработки М.Л. Павлова были внедрены на четырех катализаторных фабриках Советского Союза.

Позднее в составе коллектива Ишимбайского специализированного химического завода катализаторов Павлов руководил разработкой и внедрением технологий, продвижением на рынке около 10 видов новой цеолитной продукции. В этот



период впервые в России созданы и внедрены в производство гранулированные цеолитные адсорбенты, не содержащие связующих веществ, различных структурных типов. Из-за отсутствия в их составе связующего эти адсорбенты обладают на 25–30 % более высокой адсорбционной емкостью, они в 2–3 раза прочнее, чем цеолиты со связующим. В настоящее время такие адсорбенты широко используются на отечественных предприятиях газо- и нефтеперерабатывающей, а также нефтехимической промышленности.

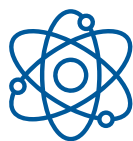
Сейчас М.Л. Павлов работает в ООО «Газпром нефтехим Салават» (ранее ОАО «Салаватнефтеоргсинтез») и занимается синтезом и разработкой технологий получения цеолитных катализаторов для нефтехимии. С 2013 г. и по сей день в цехе №46 завода «Мономер» эксплуатируется катализатор КТ-БС-1 для процесса жидкофазного трансалкилирования бензола диэтилбензолами в этилбензол. Аналога ему в мире нет. И сам процесс, и катализатор – совместная разработка группы ученых научно-технического центра «Салаватнефтеоргсинтез», во главе которой стоял Павлов, Института нефтехимического синтеза РАН (г. Москва) и Института нефтехимии и катализа РАН (г. Уфа). Катализатор представляет собой гранулированный цеолитный продукт, не содержащий связующих веществ, т.е. 100-процентый цеолит, и в этом его уникальность.

Разработать отечественный катализатор для того же цеха, но только уже для процесса газофазного алкилирования бензола этиленом в этилбензол – следующая задача этого сложившегося триумвирата российских ученых. В ближайшее время будет решаться вопрос загрузки разработанного катализатора КТ-ГА-1, который в лабораторных и пилотных испытаниях показал, что по своим свойствам не уступает используемому сейчас импортному катализатору ЕВЕМАХ.

На протяжении многих лет Михаил Леонардович с коллегами принимает участие в работе

по подбору наиболее эффективных катализаторов и адсорбентов для ООО «Газпром нефтехим Салават». Он отмечает, что качество конечной продукции – это картина-пазл из многих составляющих. Одна из них – использование в производственных процессах десятков катализаторов, без которых невозможны ни нефтепереработка, ни нефте- и газохимия. Поэтому инновации в области каталитических систем – это задел

на будущее. Для отечественной промышленности, академической и заводской науки становится важнейшей задачей создание собственных катализаторов. Ее решение позволит снизить зависимость от поставок катализаторов зарубежных производителей, провести их импортозамещение, в результате повысить эффективность и обеспечить надежность технологических процессов российской промышленности.



**С 2013 Г. И ПО СЕЙ ДЕНЬ В ЦЕХЕ № 46 ЗАВОДА «МОНОМЕР» ЭКСПЛУАТИРУЕТСЯ КАТАЛИЗАТОР КТ-БС-1 ДЛЯ ПРОЦЕССА ЖИДКОФАЗНОГО ТРАНСАЛКИЛИРОВАНИЯ БЕНЗОЛА ДИЭТИЛБЕНЗОЛАМИ В ЭТИЛБЕНЗОЛ. АНАЛОГА ЕМУ В МИРЕ НЕТ. И САМ ПРОЦЕСС, И КАТАЛИЗАТОР – СОВМЕСТНАЯ РАЗРАБОТКА ГРУППЫ УЧЕНЫХ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ЦЕНТРА «САЛАВТНЕФТЕОРГСИНТЕЗ», ВО ГЛАВЕ КОТОРОЙ СТОЯЛ ПАВЛОВ, ИНСТИТУТА НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО СИНТЕЗА РАН (Г. МОСКВА) И ИНСТИТУТА НЕФТЕХИМИИ И КАТАЛИЗА РАН (Г. УФА). КАТАЛИЗАТОР ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ ГРАНУЛИРОВАННЫЙ ЦЕОЛИТНЫЙ ПРОДУКТ, НЕ СОДЕРЖАЩИЙ СВЯЗУЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, Т. Е. 100-ПРОЦЕНТЫЙ ЦЕОЛИТ, И В ЭТОМ ЕГО УНИКАЛЬНОСТЬ.**

**РАЗРАБОТАТЬ ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ КАТАЛИЗАТОР ДЛЯ ТОГО ЖЕ ЦЕХА, НО ТОЛЬКО УЖЕ ДЛЯ ПРОЦЕССА ГАЗОФАЗНОГО АЛКИЛИРОВАНИЯ БЕНЗОЛА ЭТИЛЕНОМ В ЭТИЛБЕНЗОЛ – СЛЕДУЮЩАЯ ЗАДАЧА ЭТОГО СЛОЖИВШЕГОСЯ ТРИУМВИРАТА РОССИЙСКИХ УЧЕНЫХ. В БЛИЖАЙШЕЕ ВРЕМЯ БУДЕТ РЕШАТЬСЯ ВОПРОС ЗАГРУЗКИ РАЗРАБОТАННОГО КАТАЛИЗАТОРА КТ-ГА-1, КОТОРЫЙ В ЛАБОРАТОРНЫХ И ПИЛОТНЫХ ИСПЫТАНИЯХ ПОКАЗАЛ, ЧТО ПО СВОИМ СВОЙСТВАМ НЕ УСТУПАЕТ ИСПОЛЬЗУЕМОМУ СЕЙЧАС ИМПОРТНОМУ КАТАЛИЗАТОРУ ЕВЕМАХ.**



## РЕКОМЕНДУЕМ ПРОЧИТАТЬ

В статье поднята проблема восстановления ресурса трубопроводов путем залечивания трещин, расслоений и следов коррозии. Проведен обзор различных современных методов, применяющихся для выявления и устранения этих микродефектов. Отмечены преимущества магнитно-импульсной обработки металла высокоэнергетическими вихревыми токами, связанные с возможностью использования данного способа в полевых условиях.

«СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ЗАЛЕЧИВАНИЯ  
МИКРОДЕФЕКТОВ В ТРУБОПРОВОДАХ». С. 110



Работа посвящена вопросу повышения производительности скважин подземных хранилищ газа, падение которой вызвано уменьшением проницаемости пород в призабойной зоне пласта. Рассматривается один из перспективных способов решения указанной проблемы, а именно метод направленной разгрузки пласта. Анализируются условия его применения с учетом специфики эксплуатации скважин. Исследуется вопрос, на каком этапе эффективнее всего использовать разработанный метод – при закачке или отборе. Представлены результаты физического моделирования процесса направленной разгрузки пласта для условий конкретного объекта – Арбузовского подземного хранилища газа.

«ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МЕТОДА НАПРАВЛЕННОЙ РАЗГРУЗКИ ПЛАСТА». С. 66

В статье представлена методика обработки материалов радиолокационной спутниковой съемки для оценки морфометрических характеристик ледяного покрова, реализованная применительно к условиям центральной части Обской губы Карского моря. Показаны результаты определения пространственного расположения торосистых образований и оценки их параметров для ледового сезона 2019/20 г. Актуальность проведения дистанционного мониторинга деформированного льда и диагностики шероховатости ледяного покрова обусловлена задачами планирования транспортных и других операций, а также обеспечения безопасности в районах разработки арктического шельфа, стоящими перед нефтегазодобывающими компаниями.

«МЕТОДОЛОГИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МОРФОМЕТРИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТОРОСИСТЫХ ОБРАЗОВАНИЙ ПО ДАННЫМ КОСМОСЪЕМКИ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К АКВАТОРИИ ОБСКОЙ ГУБЫ». С. 34







Исследование посвящено разработке цифрового двойника газотранспортной системы, предназначенного для моделирования и оптимизации ее гидравлических режимов. Он состоит из нескольких блоков: информации, адаптации и моделирования. В статье приведена стандартная последовательность действий при краткосрочном прогнозном моделировании функционирования газотранспортной системы (например, на сутки вперед), выполняемая газотранспортным предприятием. Рассматриваются основные задачи, возникающие при диспетчерском управлении, которые позволят решить создаваемый цифровой двойник. В качестве объекта моделирования представлена газотранспортная система ООО «Газпром трансгаз Югорск», на примере которой продемонстрирована работа алгоритма идентификации фактического режима и выполнен прогнозный расчет функционирования на трое суток вперед.

---

«РАЗРАБОТКА ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ В ЦЕЛЯХ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ». С. 22



Статья посвящена вопросам внедрения методов геомеханического моделирования при разработке слабо устойчивых газонасыщенных песчаников при бурении и эксплуатации скважин. На примере продуктивных отложений пласта ПК<sub>1</sub> Берегового месторождения (Ямало-Ненецкий авт. окр.) даны практические рекомендации по выбору оптимальной плотности бурового раствора и безопасной депрессии для минимизации рисков поглощений и пескопроявлений в зависимости от текущего напряженно-деформированного состояния горных пород, а также по обоснованию проводки боковых стволов в условиях пониженных пластовых давлений.

---

«ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ НА РАЗРАБОТКУ ГАЗОВЫХ АКТИВОВ В УСЛОВИЯХ СЛАБОКОНСОЛИДИРОВАННОГО КОЛЛЕКТОРА». С. 60

В работе рассмотрен опыт проведения полноазимутальной 3D-сейсморазведки с применением технологии широкополосного нелинейного свип-сигнала на Харасавэйском газоконденсатном месторождении. Отмечаются основные преимущества данного способа. Показано кратное увеличение детальности данных, полученных с помощью новой технологии, по сравнению с результатами прошлых лет. Этот эффект достигается именно за счет свойств излучаемого сигнала, а не повышения плотности наблюдений. Отмечены перспективы указанного подхода для поиска баланса между затратами на полевые работы и постоянно повышающимися требованиями к разрешению сейсмического изображения.

---

«РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕНИЯ ПОЛНОАЗИМУТАЛЬНОЙ 3D-СЕЙСМОРАЗВЕДКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ШИРОКОПОЛОСНОГО НЕЛИНЕЙНОГО СВИП-СИГНАЛА НА ХАРАСАВЭЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ». С. 54



# РАЗРАБОТКА ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ В ЦЕЛЯХ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

УДК 519.876.5::621.691.4

А.А. Белевитин, ООО «НИИгазэкономика» (Москва, Россия), A.Belevitin@econom.gazprom.ru

Н.А. Бородуля, ООО «НИИгазэкономика», N.Borodulya@econom.gazprom.ru

В.Г. Рыжкова, ООО «НИИгазэкономика», V.Ryzhkova@econom.gazprom.ru

Рассматривается вопрос разработки цифрового двойника газотранспортной системы в целях моделирования и оптимизации гидравлических режимов. Такой цифровой двойник включает в себя наборы статических и динамических данных, а также вычислительных средств: математических моделей и алгоритмов. В статье приведена его структура. Рассматриваемый цифровой двойник состоит из нескольких блоков: информации, адаптации цифрового двойника и моделирования. Первый блок включает статические (схема газотранспортной системы) и динамические (набор фактических режимных параметров объектов газотранспортной системы) данные. К блоку адаптации цифрового двойника относятся задачи идентификации незамеряемых параметров (коэффициентов гидравлической эффективности, теплопередачи для линейных участков, а также технического состояния газоперекачивающих агрегатов) и фактического режима газотранспортной системы. Третий блок представляет собой набор вычислительных средств по моделированию и оптимизации режимов работы системы.

В данной статье показана стандартная последовательность действий при краткосрочном прогнозном моделировании функционирования газотранспортной системы (например, на сутки вперед), выполняемая газотранспортным предприятием. Описаны основные задачи, возникающие при диспетчерском управлении, которые позволит решить создаваемый цифровой двойник. В качестве объекта моделирования была выбрана газотранспортная система ООО «Газпром трансгаз Югорск», на примере которой продемонстрирована работа алгоритма идентификации фактического режима и выполнен прогнозный расчет функционирования на трое суток вперед. Для сравнения приведено краткое описание примеров других цифровых двойников, существующих в отечественной газовой отрасли: «Астра-газ», «Веста», «Волна».

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ГАЗОТРАНСПОРТНАЯ СИСТЕМА, МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ, ОПТИМИЗАЦИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ, ЦИФРОВИЗАЦИЯ, ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК.

Цифровой двойник (ЦД) – цифровая копия физического объекта или процесса, помогающая оптимизировать эффективность бизнеса в режиме, близком к реальному времени [1]. Существуют две ключевые составляющие такого двойника: объект, ЦД которого создается, и бизнес-процесс или его сегмент, для оптимизации которого разрабатывается ЦД. Главное отличие ЦД от обычных моделей заключается в том, что он содержит набор данных, математических моделей и вычислительных средств, которые позволяют оптимизиро-

вать бизнес-процесс в режиме реального времени. Стоит отметить, что попытка разработать всеобъемлющий ЦД, сочетающий в себе максимум данных о физическом объекте и всевозможные вычислительные средства, моделирующие его поведение, может привести к созданию сложной и трудно поддерживаемой системы. Вместо этого разумной представляется максимальная конкретизация области применения ЦД. В данной работе объектом ЦД стала крупная газотранспортная система (ГТС), а оптимизируемым бизнес-про-

цессом – магистральный транспорт газа, точнее, его сегмент – моделирование и оптимизация гидравлических режимов ГТС.

Говоря о разработке ЦД, также стоит упомянуть концепцию интернета вещей (от англ. Internet of things (IoT)), предполагающую взаимодействие и обмен информацией физических объектов (вещей) друг с другом или с внешней средой, оснащенных для этого специальными средствами и технологиями [2]. Эту технологию можно представить как множество датчиков, которые в реальном



A.A. Belevitin, NIIGazekonomika LLC (Moscow, Russia), A.Belevitin@econom.gazprom.ru

N.A. Borodulya, NIIGazekonomika LLC, N.Borodulya@econom.gazprom.ru

V.G. Ryzhkova, NIIGazekonomika LLC, V.Ryzhkova@econom.gazprom.ru

### Development of a gas transport system's digital twin to simulate and optimize its hydraulic modes

The study is dedicated to developing a gas transport system's digital twin to simulate and optimize its hydraulic modes. Such a twin includes static and dynamic datasets and computer aids: models and algorithms. The article provides its proposed structure. The considered digital twin consists of several blocks: information, digital twin adaptation and simulating. The first one includes static (the gas transport system scheme) and dynamic (a set of actual mode parameters of gas transport system objects) data. The block of digital twin adaptation includes identification of non-measured parameters (hydraulic efficiency factor, heat transfer coefficient for linear sections as well as serviceability factor of gas pumping units) and the actual gas transport system mode. The third block represents a set of computer aids for simulating and optimization of system operation modes.

This article shows standard steps in short-term forecast modeling of the gas transport system operation (for example, for a day ahead), performed by a gas transport company. It is described the main tasks arising in dispatch control, which can be solved by the developed digital twin. The gas transport system of Gazprom transgaz Yugorsk LLC was selected as a modeling object and it is used as an example to demonstrate the operation of the actual mode identification algorithm and make forecast calculations for three days in advance. For comparison, a brief description of examples of other digital twins existing in the Russian gas industry is given: Astra-gas, Vesta, Volna [Wave].

**KEYWORDS:** GAS TRANSPORT SYSTEM, HYDRAULIC MODE SIMULATION, HYDRAULIC MODE OPTIMIZATION, DIGITALIZATION, DIGITAL TWIN.

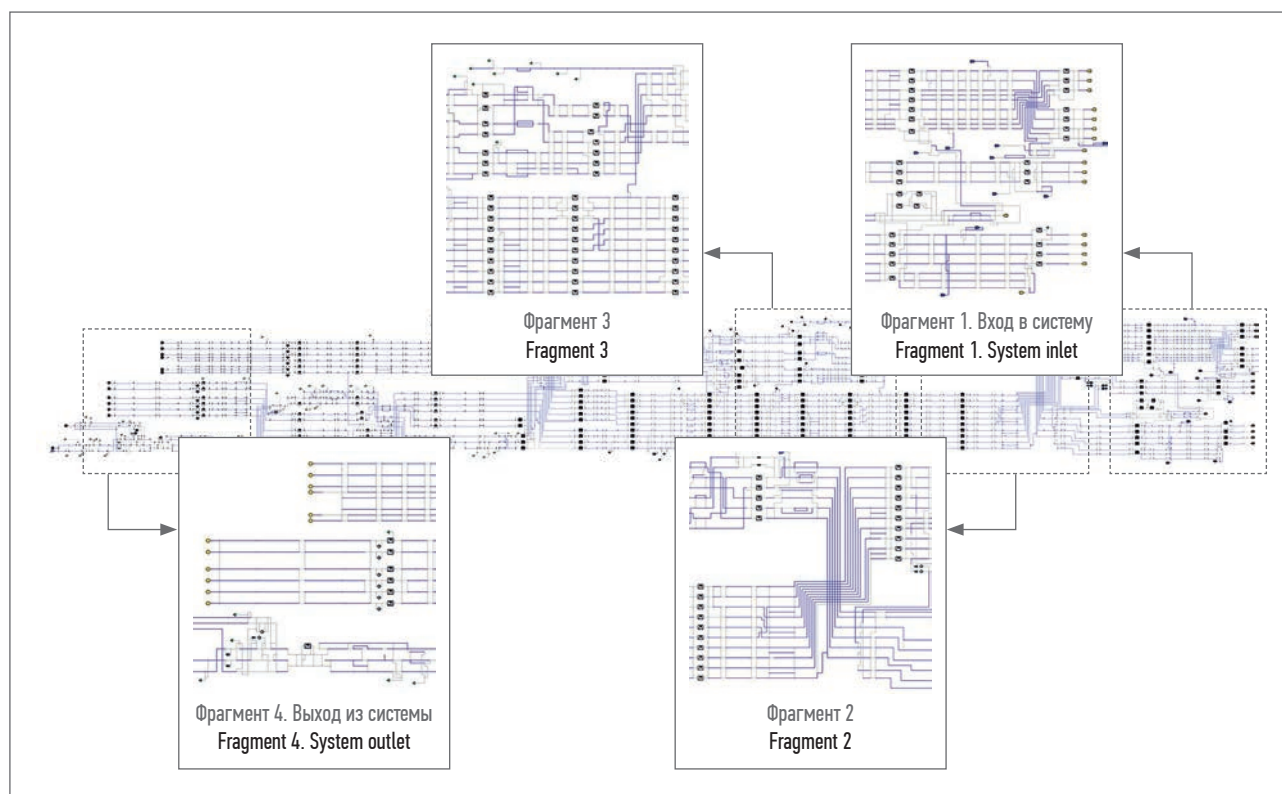


Рис. 1. Схема ГТС ООО «Газпром трансгаз Югорск»  
Fig. 1. Scheme of a gas transport system, Gazprom transgaz Yugorsk LLC

времени осуществляют сбор сведений о функционировании физических объектов. В магистральном транспорте газа этот процесс для элементов ГТС осуществляется с помощью SCADA-систем [3].

При разработке ЦД в качестве пилотной была выбрана ГТС ООО «Газпром трансгаз Югорск». Данная система достаточно протяженная, включает несколько газотранспортных коридоров

и содержит большое количество компрессорных цехов (рис. 1).

#### СТРУКТУРА ЦД ГТС

Цифровой двойник ГТС включает набор статических и динамических

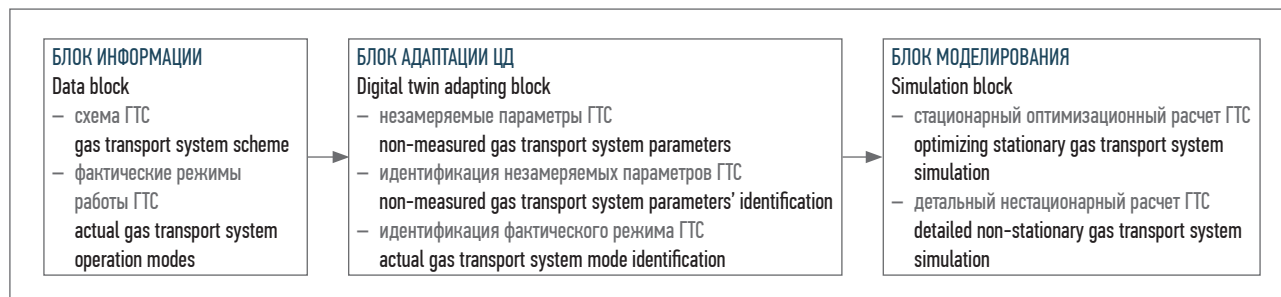


Рис. 2. Структура ЦД ГТС  
Fig. 2. Gas transport system digital twin structure

данных, а также вычислительных средств (моделей и алгоритмов), каждое из которых предполагает постановку задачи математического программирования (наборы переменных, ограничений и критерий оптимизации), созданную на ее основе математическую модель и алгоритмы поиска решения. Используемые модели главным образом основаны на первом законе Кирхгофа и уравнениях, описывающих основные объекты ГТС (линейные участки, компрессорные станции и т.д.) [4–5].

Рассматриваемый ЦД ГТС состоит из следующих блоков (рис. 2):

- информации (схема ГТС, фактические режимные параметры ее объектов);
- адаптации ЦД (незамеряемые параметры ГТС, их идентификация и расчет фактического режима работы ГТС);
- моделирования (стационарный оптимизационный и детальный нестационарный расчеты ГТС).

#### Блок информации

Блок информации включает в себя схему ГТС (статические данные) и набор фактических режимных параметров ее объектов (динамические данные). Схема представляет собой совокупность взаимосвязанных элементов ГТС с их характеристиками. При создании ЦД для моделирования и оптимизации гидравлических режимов используется технологическая схема ГТС, которая преобразуется в расчетный граф. Он состоит из дуг (объектов ГТС) и вершин (граничных условий и узлов соединения дуг).

Фактические режимные параметры поступают от SCADA-системы. Они включают в первую очередь замеры давления, температуры и расхода газа.

#### Блок адаптации ЦД

Для адаптации ЦД к реальной ГТС вводятся незамеряемые (идентифицируемые) параметры, значения которых определяются в результате процедуры идентификации [6]. К ним относятся коэффициенты гидравлической эффективности (КГЭ), теплопередачи для линейных участков, а также технического состояния газоперекачивающих агрегатов.

Поскольку датчиками замера режимных параметров оснащены не все объекты, возникает задача идентификации фактического режима ГТС. В результате определяются значения давления и температуры газа во всех вершинах, а также его потока по всем дугам расчетного графа ГТС и режимы работы компрессорных цехов. Кроме того, могут быть рассчитаны значения незамеряемых параметров. В задаче идентификации используется критерий с двумя составляющими: одна из них обеспечивает минимизацию отклонений расчетных данных от замеров, а другая – единственность решения [6].

#### Блок моделирования

Этот блок представляет собой набор вычислительных средств по моделированию и оптимизации режимов работы ГТС. В настоящем исследовании он включает две основные части: стационарную

оптимизацию режима ГТС и ее детальный нестационарный расчет.

*Стационарная оптимизация режима ГТС* производится по одному из двух основных критериев: максимуму производительности и минимуму энергозатрат. Данная задача относится к нелинейной оптимизации с целочисленными переменными (mixed integer nonlinear programming (MINLP)) [7] и достаточно сложна с точки зрения вычислений. В представленной работе для ее реализации использовался метод последовательных линейных приближений (successive linear programming (SLP)) с построением дерева решений для целочисленных переменных.

При *детальном нестационарном расчете ГТС* каждому временному шагу вычислений соответствует отдельный гидравлический режим. В основе лежит сценарий, содержащий начальные (начальный режим ГТС) и граничные условия ГТС, а также режимы работы оборудования как функции от времени. Его формирование может базироваться на результатах стационарной оптимизации режима ГТС.

Подобный нестационарный расчет – достаточно сложная задача в первую очередь вследствие того, что нестационарная модель трубопровода описывается системой дифференциальных уравнений в частных производных Навье – Стокса [8]. Полная система уравнений ГТС для каждого временного шага нестационарного расчета включает уравнения для объектов ГТС, первый закон Кирхгофа, уравнения связи в узлах, гранич-



ные и начальные условия. Таким образом, эта система представляет собой набор из дифференциальных уравнений в частных производных, линейных и нелинейных алгебраических уравнений. Для ее решения используется неявная консервативная разностная схема применительно к системе дифференциальных уравнений в частных производных. В результате получается система нелинейных алгебраических уравнений. Она решается с выполнением линеаризации и применением итерационного метода для получаемой системы линейных алгебраических уравнений.

### ПРИМЕНЕНИЕ ЦД ГТС

Разрабатываемый ЦД ГТС позволяет решать основные задачи моделирования и оптимизации гидравлических режимов, возникающие при диспетчерском управлении последними на газотранспортном предприятии. На рис. 3 представлен стандартный алгоритм действий при краткосрочном прогнозном моделировании функционирования ГТС (например, на сутки вперед). Он реализуется в рамках процесса диспетчерского управления на газотранспортном предприятии. В представленной последовательности можно выделить действия, каждое из которых является отдельной самостоятельной задачей:

- идентификация фактического режима ГТС;
- прогнозный расчет оптимального стационарного режима ГТС;
- прогнозный расчет функционирования ГТС во времени.

Идентификация фактического режима ГТС производится на основе замеров фактических режимных параметров отдельных объектов ГТС, поступивших от SCADA-системы на определенный момент времени. В результате вычислений определяются значения давления и температуры газа во всех вершинах и его потока по всем дугам расчетного графа ГТС, а также режимы работы компрессорных

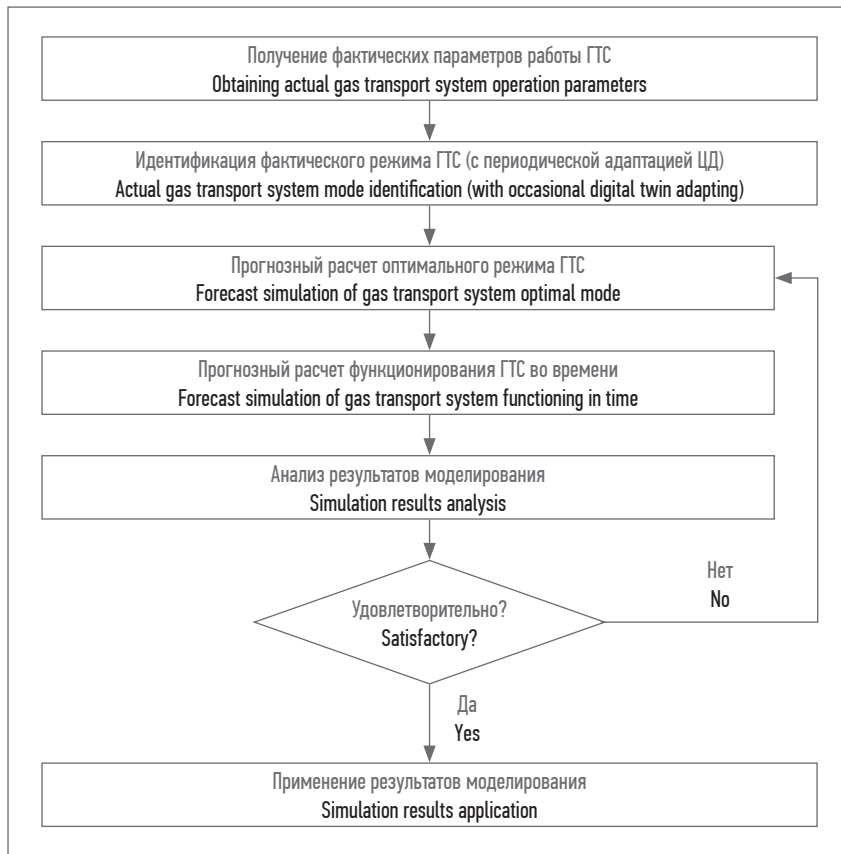


Рис. 3. Последовательность действий при краткосрочном прогнозном моделировании функционирования ГТС  
Fig. 3. Work sequence for short-term forecast simulation of gas transport system functioning

цехов. Идентифицированный фактический режим ГТС позволяет получить наглядную картину ее функционирования на рассматриваемый момент.

В ходе идентификации фактического режима также может быть выполнен расчет значений незамеряемых параметров ГТС. В результате ЦД будет адаптирован к реальному физическому объекту [6]. Затем производится анализ полученных значений незамеряемых параметров ГТС. При их существенном отклонении от величины за предыдущий период или от некоторой эталонной может потребоваться дополнительный анализ соответствующего объекта ГТС.

Далее рассмотрен алгоритм идентификации фактического режима ГТС на примере ООО «Газпром трансгаз Югорск» (рис. 1). При выполнении расчета использовались

фактические замеры следующих параметров: давления газа на входах и выходах системы, входного и выходного давления газа в компрессорных цехах. В качестве основного критерия оптимизации в задаче идентификации применялся минимум суммарных отклонений вычисленных значений от соответствующих фактических замеров. Дополнительный критерий, обеспечивающий единственность решения, составляли:

- минимум суммарной товаротранспортной работы;
- минимум отклонений КГЭ от стандартного значения 0,95.

В табл. приведены основные характеристики расчетного графа, а также количества используемых замеров.

В результате среднее отклонение расчетного значения давления газа от замера составило 0,065 МПа, максимальное –

Таблица. Основные характеристики задачи идентификации фактического режима ГТС  
Table. Main characteristics of the gas transport system actual mode identification task

Параметр Parameter	Значение Value
Общее количество вершин Total number of vertices	2801
Общее количество линейных участков Total number of linear sections	2496
Количество идентифицируемых линейных участков (КГЭ) Number of identified linear sections (hydraulic efficiency factor)	1077
Количество замеров по давлению газа Number of gas pressure measurements	184
Количество замеров по потоку газа Number of gas flow measurements	Не использовались Not used

0,816 МПа. Вычисленные величины КГЭ в задаче идентификации изначально были ограничены диапазоном [0,8; 1,2]. Среднее отклонение расчетных значений КГЭ от значения 0,95 составило 0,107.

Прогнозный расчет оптимального стационарного режима ГТС позволяет смоделировать стационарный режим работы ГТС, оптимальный по заданному критерию. При этом для ряда граничных условий задаются пределы по давлению и потоку газа, для компрессорных цехов – по количеству активных газоперекачивающих агрегатов и, возможно, ряд других. Зачастую

в таком случае образуется множество допустимых решений. Из них выбирается одно оптимальное согласно заданному критерию. При оптимизации режима работы ГТС по максимуму производительности часть граничных условий помечаются как транзитные. В результате расчета получается режим ГТС, обеспечивающий наибольшую транспортировку газа через выбранные транзитные граничные условия.

Другой важный критерий при оптимизации стационарного режима ГТС – критерий минимума энергозатрат на компримирование газа

в компрессорных цехах. При таком расчете зачастую фиксируется величина транспортируемого потока. В результате определяется режим ГТС, позволяющий обеспечить заданный фиксированный поток газа при минимуме энергозатрат, расходуемых в компрессорных цехах.

При прогножном расчете функционирования ГТС во времени моделируется поведение ГТС в виде последовательности ее взаимосвязанных состояний (режимов). В качестве начального зачастую используется последний имеющийся результат идентификации фактического режима ГТС. В сценарии расчета задается функционирование объектов (компрессорные цеха, краны и др.) во времени. В ходе вычислений технолог анализирует режимы работы элементов ГТС с течением времени: значения давления газа в различных узлах ГТС, режимы работы газоперекачивающих агрегатов компрессорных цехов и т.д. В результате данного анализа сценарий корректируется и расчет выполняется снова. Может быть несколько подобных итераций перед тем, как удастся получить удовлетворительные результаты моделирования, которые будут использованы на практике

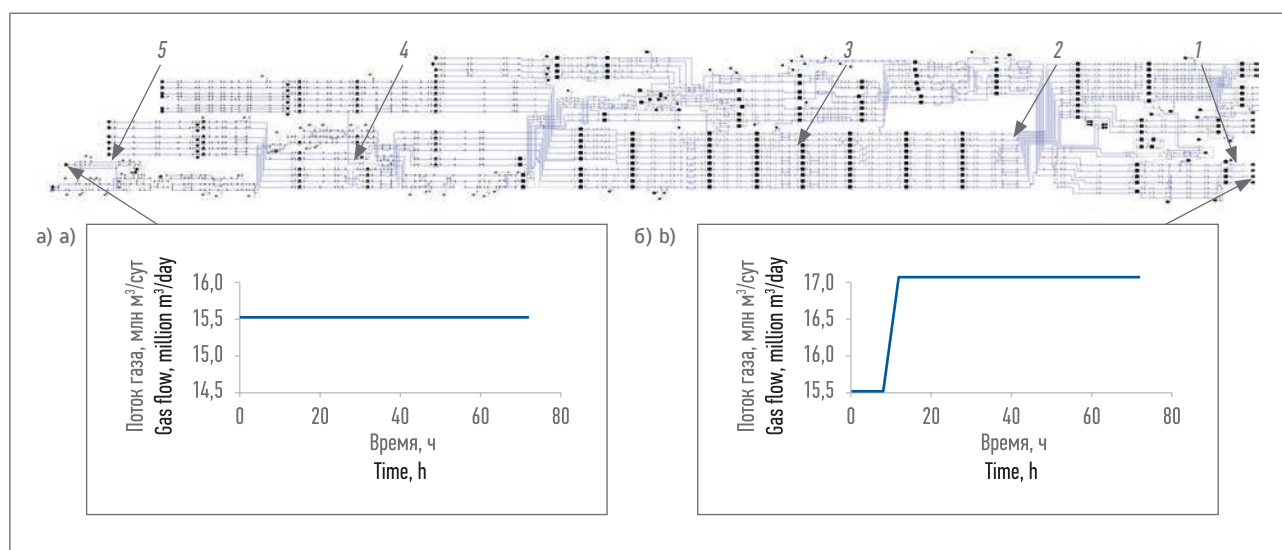


Рис. 4. Схема ГТС ООО «Газпром трансгаз Югорск» (1–5 – номера анализируемых линейных участков): а) поток газа на выходном линейном участке; б) поток газа на входном линейном участке

Fig. 4. Gas transport system scheme of the Gazprom transgaz Yugorsk LLC (1–5 – analyzed linear sections' numbers): a) gas flow at linear section outlet; b) gas flow at linear section inlet



при диспетчерском управлении режимами ГТС.

В качестве примера рассмотрен краткосрочный прогнозный расчет функционирования ГТС 000 «Газпром трансгаз Югорск» на трое суток вперед. На входе в ГТС поступление газа увеличивается на 10 % в течение 2 ч. Для упрощения значения расхода газа на газораспределительных станциях, а также для других притоков/отборов считаются фиксированными. В ходе расчета предполагается неизменность режима работы компрессорных цехов. На рис. 4 приведена схема ГТС 000 «Газпром трансгаз Югорск», на которой выносками показаны выбранные линейные участки, расположенные на различных расстояниях от входных граничных условий, по которым будет анализироваться поток газа с течением времени. Графики иллюстрируют заданные в сценарии расходы газа.

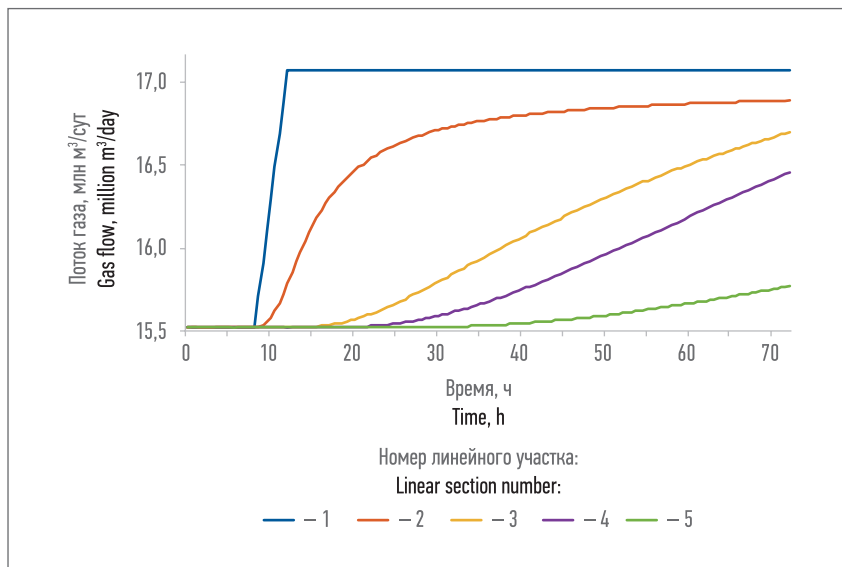
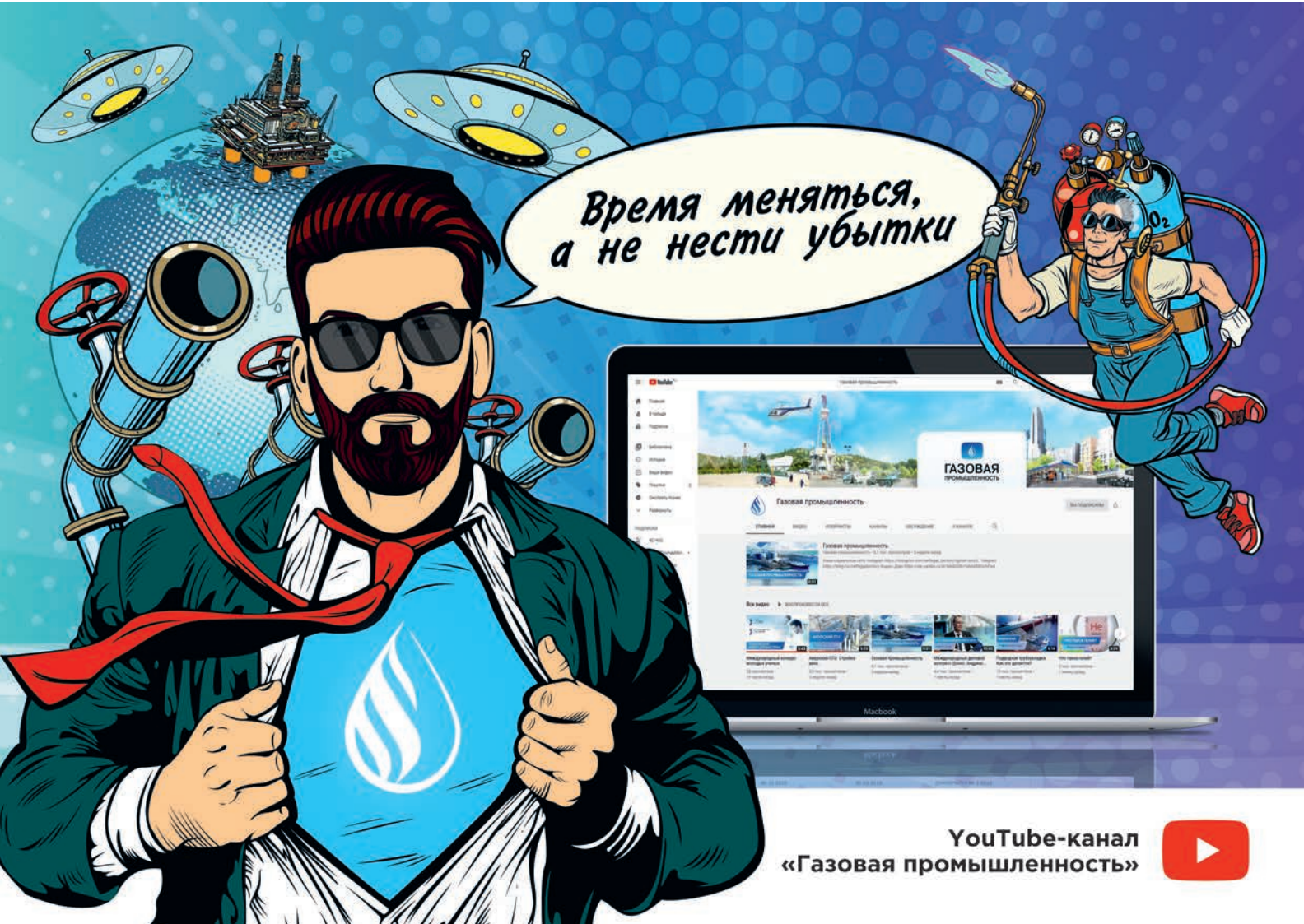


Рис. 5. Зависимости значений потока газа от времени по выбранным линейным участкам (номера соответствуют указанным на рис. 4)  
Fig. 5. Time – gas flow diagram along the selected linear sections (the numbers correspond to fig. 4)

На рис. 5 приведены результаты расчета – зависимости значений потока газа от времени для выбранных выше (рис. 4) линейных

участков. Из полученных данных можно сделать вывод: чем дальше относительно входных граничных условий расположен линейный



участок, тем дольше задержка и сильнее вид зависимости отличается от вида зависимости для входных граничных условий.

### ПРИМЕРЫ ЦД ГТС В ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

В качестве примеров других ЦД ГТС в рамках отечественной газовой отрасли можно выделить следующие программно-вычислительные комплексы (ПВК): «Астра-газ», «Веста» и «Волна».

Программно-вычислительный комплекс «Астра-газ» получил наиболее широкое распространение в ПАО «Газпром». Данный ПВК содержит детальные технологические схемы всех газотранспортных предприятий Общества. Ежедневно (в основном с периодичностью один или два часа) производится сбор фактических данных по ГТС всех дочерних газотранспортных предприятий и на их основе выполняются расчеты по идентификации фактических режимов ГТС. Этот ПВК позволяет также выполнять оптимизационные стационарные расчеты по различным критериям (минимум затрат топливного газа / электроэнергии; минимум стоимостных затрат; максимум производительности и др.). Реализация нестационарного расчета ГТС пред-

ставлена в отдельном модуле, который в настоящий момент не получил широкого распространения в ПАО «Газпром».

Программно-вычислительный комплекс «Веста» разрабатывался и развивается на базе РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Данный ПВК представляет собой обширный комплекс расчетных модулей различного назначения («Веста-ГТС», «Веста-ГРС», «Веста-добыча», «Веста-тренажер» и др.). Основная область применения «Весты» – система поддержки принятия диспетчерских решений. Этот ПВК позволяет решать в том числе задачи моделирования стационарных оптимизационных и нестационарных режимов работы ГТС, а также адаптации математической модели к реальным режимам.

Программно-вычислительный комплекс «Волна» разработан ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ» и в настоящее время внедрен в ООО «Газпром трансгаз Ухта» и ООО «Газпром трансгаз Томск». С помощью данного ПВК можно выполнять расчеты по идентификации фактического режима ГТС, стационарных оптимизационных режимов и нестационарных режимов работы ГТС (в том числе в режиме реального времени). К дополнительным возможностям «Волны» относятся

специальные средства по моделированию аварийных ситуаций с определением величины потерь газа и опасных зон поражения с нанесением их на карту.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной статье описан ЦД ГТС на примере ООО «Газпром трансгаз Югорск». Оптимизируемым бизнес-процессом стал магистральный транспорт газа, а точнее его сегмент – моделирование и оптимизация гидравлических режимов ГТС. Разработанный ЦД включает в себя набор статических (схема ГТС) и динамических (фактические значения режимных параметров объектов ГТС) данных, а также вычислительных средств (моделей и алгоритмов), позволяющих выполнять моделирование и оптимизацию режимов ГТС. Рассматриваемый ЦД имеет следующую структуру: блок информации, блок адаптации ЦД и блок моделирования – и дает возможность решать основные задачи, возникающие на газотранспортном предприятии и связанные с моделированием и оптимизацией режимов ГТС (идентификация фактического режима, его стационарная оптимизация и прогнозный расчет функционирования ГТС во времени). ■

### ЛИТЕРАТУРА

1. Parrott A., Warshaw L. Industry 4.0 and the digital twin [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://www2.deloitte.com/content/dam/insights/us/articles/3833\\_Industry4-0\\_digital-twin-technology/DUP\\_Industry-4.0\\_digital-twin-technology.pdf](https://www2.deloitte.com/content/dam/insights/us/articles/3833_Industry4-0_digital-twin-technology/DUP_Industry-4.0_digital-twin-technology.pdf) (дата обращения: 29.01.2021).
2. Ashton K. That 'Internet of Things' thing // RFID Journal. 2009. No. 5/6 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.rfidjournal.com/that-internet-of-things-thing-2> (дата обращения: 29.01.2021).
3. Панкратов В.С., Сарданашвили С.А., Николаевская С.А. Развитие АСДУ ГТП с использованием современных SCADA-систем. М.: ИРЦ Газпром, 2003.
4. Сухарев М.Г., Карасевич А.М. Технологический расчет и обеспечение надежности газо- и нефтепроводов. М.: Нефть и газ, 2000.
5. Сарданашвили С.А. Расчетные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа). М.: Нефть и газ, 2005.
6. Belevitin A.A., Ryzhkova V.G. Identification of gas pipelines hydraulic efficiency coefficients // E3S Web of Conferences. 2019. Vol. 102. Article No. 03002. DOI: 10.1051/e3sconf/201910203002.
7. Belevitin A.A. An algorithm for calculating gas transmission system optimal stationary mode // E3S Web of Conferences. 2019. Vol. 102. Article No. 03003. DOI: 10.1051/e3sconf/201910203003.
8. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Теоретическая физика. В 10 т. 4-е изд., стер. М.: Наука, 1988. Т. VI. Гидродинамика.

### REFERENCES

- (1) Parrott A., Warshaw L. *Industry 4.0 and the digital twin*. Available from: [https://www2.deloitte.com/content/dam/insights/us/articles/3833\\_Industry4-0\\_digital-twin-technology/DUP\\_Industry-4.0\\_digital-twin-technology.pdf](https://www2.deloitte.com/content/dam/insights/us/articles/3833_Industry4-0_digital-twin-technology/DUP_Industry-4.0_digital-twin-technology.pdf) [Accessed: 29 January 2021].
- (2) Ashton K. That 'Internet of Things' thing. *RFID Journal*. 2009; (5/6). Available from: <https://www.rfidjournal.com/that-internet-of-things-thing-2> [Accessed: 29 January 2021].
- (3) Pankratov VS, Sardanasvili SA, Nikolaevskaya SA. *Developing Automated Dispatch Control Systems for Gas Transport Processes Using Modern SCADA Systems*. Moscow: Gas Industry Information and Advertising Center; 2003. (In Russian)
- (4) Sukharev MG, Karasevich AM. *Process Simulation and Ensuring Reliability for Gas and Oil Pipelines*. Moscow: Oil & Gas [Neft' i gaz]; 2000. (In Russian)
- (5) Sardanasvili SA. *Computing Methods and Algorithms (Gas Pipeline Transport)*. Moscow: Oil & Gas; 2005. (In Russian)
- (6) Belevitin AA, Ryzhkova VG. Identification of gas pipelines hydraulic efficiency coefficients. *E3S Web of Conferences*. 2019; 102: article No. 03002.
- (7) Belevitin AA. An algorithm for calculating gas transmission system optimal stationary mode. *E3S Web of Conferences*. 2019; 102: article No. 03003.
- (8) Landau LD, Lifshitz EM. *Course of Theoretical Physics*. Vol. 6 Hydrodynamics. 4th ed. Moscow: Science [Nauka]; 1988. (In Russian)



26–29.10.2021

www.chemistry-expo.ru



24-я международная  
выставка химической  
промышленности  
и науки

# ХИМИЯ

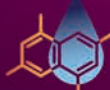
## ХИМИЯ

Генеральный  
информационный  
партнер

ЦЕНОВОЕ АГЕНТСТВО  
**ХИМ**  
КУРЬЕР  
www.chem-courier.com  
КОНФЕРЕНЦИИ



Иновации  
и современные  
материалы



Нефтегазохимия



Startup ChemZone



Автоматизация  
и цифровизация  
производства

При поддержке:

- Министерства промышленности и торговли РФ
- ФГУП «НТЦ «Химвест»
- Российского Союза химиков
- ОАО «НИИТЭХИМ»
- Российского химического общества им. Д.И. Менделеева
- Химического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова
- РХТУ им. Д.И. Менделеева

Под патронатом ТПП РФ



Химмаш. Насосы



Хим-Лаб-Аналит



Зеленая химия



Индустрия пластмасс



Защита от коррозии  
«КОРРУС»

Россия, Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

Организатор

12+

Реклама



# ОРГАНИЗАЦИЯ СРЕДЫ ОБЩИХ ДАННЫХ ДЛЯ УЧАСТНИКОВ ТЕХНОЛОГИИ ИНФОРМАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА БАЗЕ КРЕДО

С.А. Коледа, ООО «КОМПАНИЯ «КРЕДО-ДИАЛОГ» (Москва, Россия)

В современном мире любой крупный инфраструктурный объект капитального строительства обладает огромным объемом разнородной информации, пополняющимся на разных этапах его жизненного цикла. Вне зависимости от назначения информационная модель объекта на каждом этапе создания и (или) эксплуатации хранит в себе, создает и использует самые различные данные. И для ведения такой модели необходим инструмент, обеспечивающий корректное хранение информации и распределение ее между всеми участниками бизнес-процесса.

В технологии информационного моделирования таким инструментом выступает среда общих данных (СОД). Она определяется установленными в организации правилами и бизнес-процессами, призванными обеспечить эффективность и управляемость формирования информационной модели объекта капитального строительства.

Структура данных по проекту может сильно отличаться как своим составом, так и степенью упорядоченности, и в этой ситуации программный комплекс КРЕДО

обладает рядом преимуществ при работе с информационными моделями. С одной стороны, различные системы комплекса обеспечивают автоматизацию ведения различных инженерно-изыскательских работ (накопление первичных данных модели), формирование полноценной цифровой модели существующей местности, включая рельеф, ситуацию и искусственные сооружения, создание цифровой модели проекта генеральных планов территорий или линейных транспортных объектов и передачу этих данных по пути жизнен-

ного цикла объекта, а с другой – обеспечивают наличие среды, делающей возможным совместное использование информации всеми участниками проекта.

## СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ И ХРАНЕНИЯ ДАННЫХ КРЕДО

В составе программного комплекса КРЕДО роль СОД выполняет специализированное хранилище данных (ХД) (рис. 1), которое обеспечивает:

- сбор, обработку и хранение всей инженерно-технической документации по проекту на всех

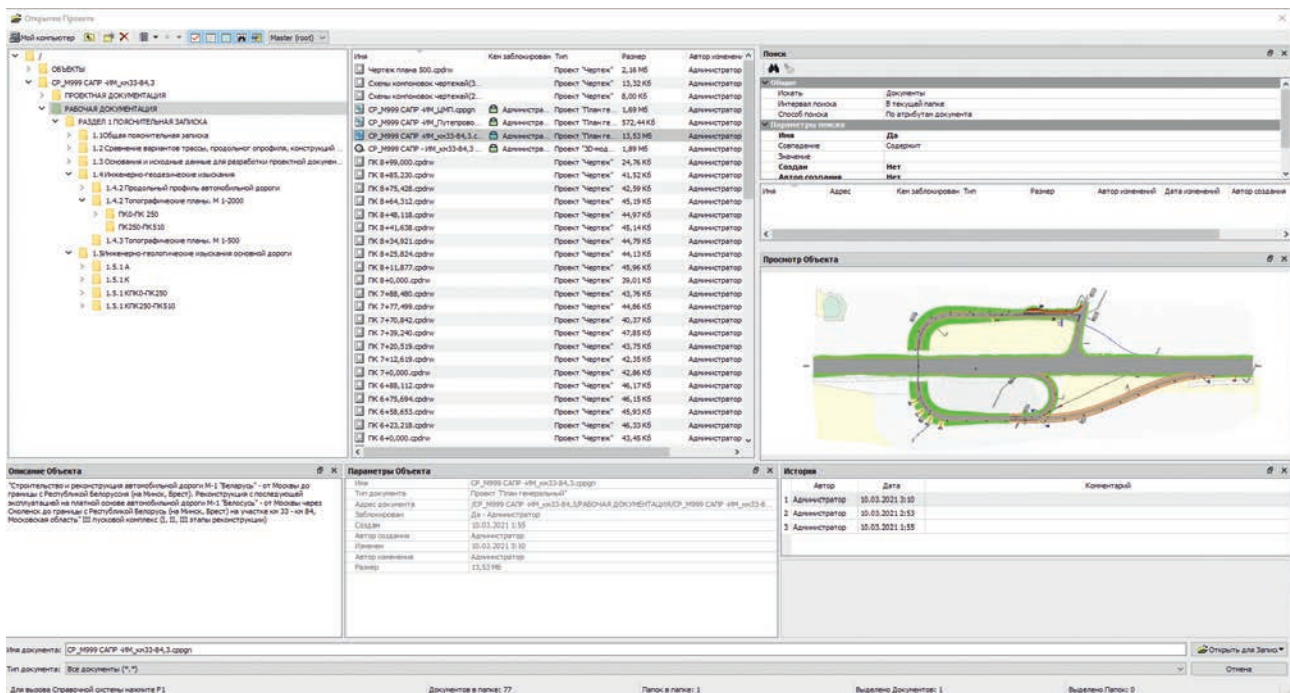


Рис. 1. Пример структуры объекта в ХД КРЕДО



стадиях жизненного цикла объекта капитального строительства;

- доступ к необходимой информации всем участникам процесса (изыскателям, проектировщикам, строителям, надзору и проч.);

- уровни доступа к тому или иному разделу документации в зависимости от роли пользователя;

- автоматизацию работы с BIM-моделью 3D, обеспечивающей возможность привязки атрибутивных данных (проектной, рабочей и исполнительной документации, предписаний, отчетов, фото- и видеоматериалов, комментариев и т. п.).

В составе системы управления ХД поставляются утилиты:

- администрирование хранилищ. Она отвечает за настройки локального хранилища и редактирование данных в ХД (создание, удаление папок и данных, блокировка), восстановление и удаление объектов, управление системой безопасности, просмотр истории работы в ХД;

- резервное копирование. Собственно, резервное копирование информации;

- браузер хранилищ документов. Для повышения удобства работы с данными ХД разработано специальное приложение, позволяющее настроить отображение выбранных хранилищ в любых файловых менеджерах (например, в проводнике) в виде стандартных жестких дисков.

Внутренняя структура ХД формируется пользователем в виде иерархии папок и файлов. При этом содержимое ХД отображается также в диалогах открытия и сохранения, в которых пользователь может установить фильтр на отображение элементов по их категории. В ХД могут находиться элементы разных категорий, например проекты и наборы проектов (НП), относящиеся к данному прикладному объекту, что позволяет упростить настройку системы безопасности: все данные объекта (проекты, НП, проекты выработок и т. д.), помещенные в одну папку, могут быть защищены настройкой прав доступа только к этой одной папке.

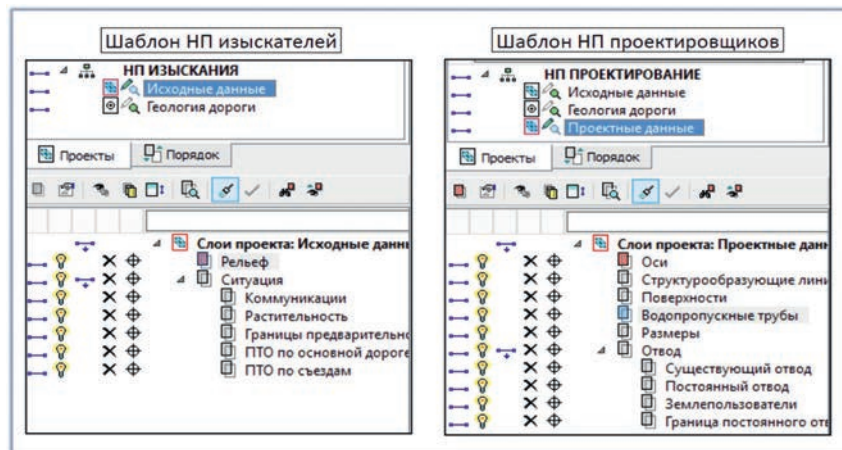


Рис. 2. Пример шаблонов одного объекта для разных специалистов

Стоит отметить, что в ХД может собираться не только информация, созданная в КРЕДО, но и любые другие файлы.

Реализована возможность сохранения и повторного использования структуры объекта, представляющей собой набор каталогов хранения информации с сохранением прав доступа каждой папки (рис. 2). При этом обеспечена и возможность задать каждому каталогу дополнительные параметры:

- допустимые расширения файлов, которые могут храниться в этом каталоге;

- префиксы имен файлов, которые будут автоматически добавляться к имени файла, причем с учетом иерархической вложенности.

Общие настройки ХД для каждой организации могут быть различными в зависимости от принятых технических стандартов предприятия. Место расположения ХД в локальной сети может быть произвольным (в частности, оно может быть установлено на одном компьютере вместе с клиентским приложением). Число доступных ХД неограниченно, при необходимости системы КРЕДО III могут работать с несколькими ХД или только с одним. Каждый пользователь может работать как в локальном, так и в «коллективном» режиме. Помимо структурированного хранения информации ХД обеспечивает разграничение прав доступа к дан-

ным, выполняет функции поиска нужных файлов по заданному условию, а также предоставляет ряд других сервисных функций: поддержку версионности проектов, резервное копирование.

Доступ к данным в ХД предоставляется только указанным пользователям или группам пользователей, при этом исключена возможность несанкционированного входа со стороны любого другого пользователя или приложения. Контроль доступа к отдельным элементам в ХД со стороны клиентских приложений КРЕДО осуществляется в соответствии с правами конкретных пользователей.

Права доступа, назначенные папке, могут быть распространены на вложенные в нее другие папки и файлы, при этом права наследуются, если для вложенного элемента наследование не отключено специально.

В результате система управления ХД КРЕДО позволяет довольно просто создать на предприятии СОД для ведения информационных моделей самых разных объектов (рис. 3). Сами утилиты бесплатны и поставляются совместно с любым программным продуктом на платформе КРЕДО III (рис. 4).

Кроме необходимого программного обеспечения, для создания и ведения СОД на платформе КРЕДО пользователям предоставляется и весь комплект технической документации по настройке ХД.

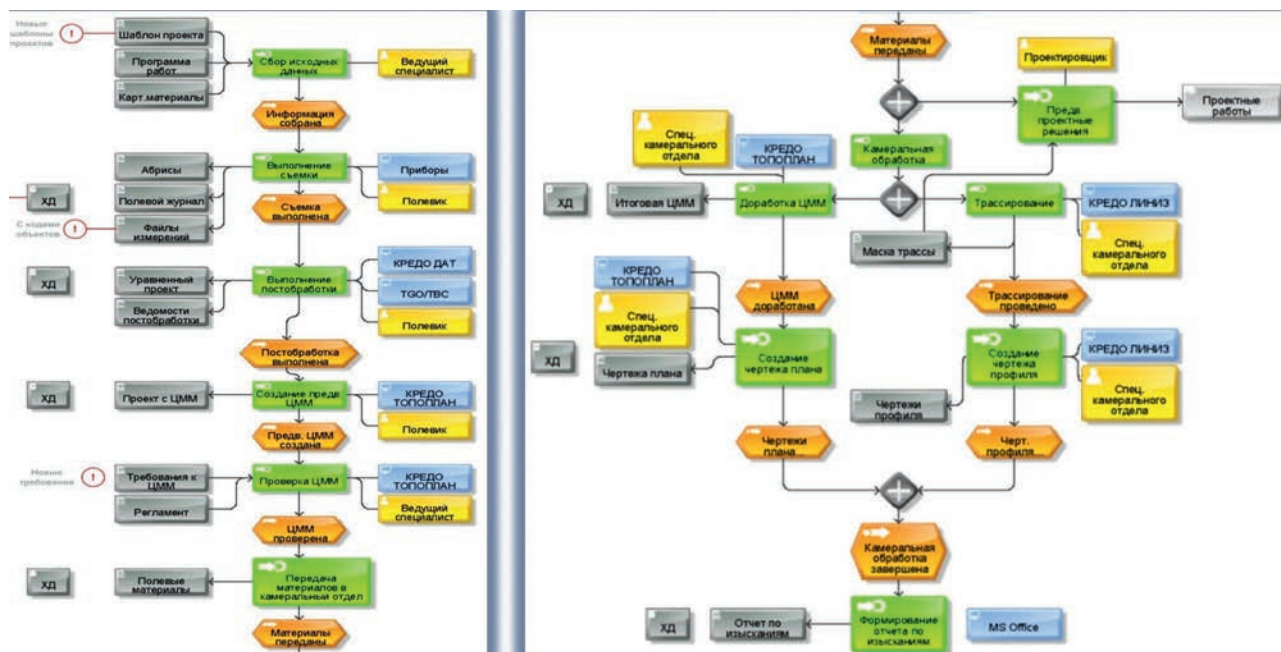


Рис. 3. Примеры технологических схем с использованием ХД КРЕДО

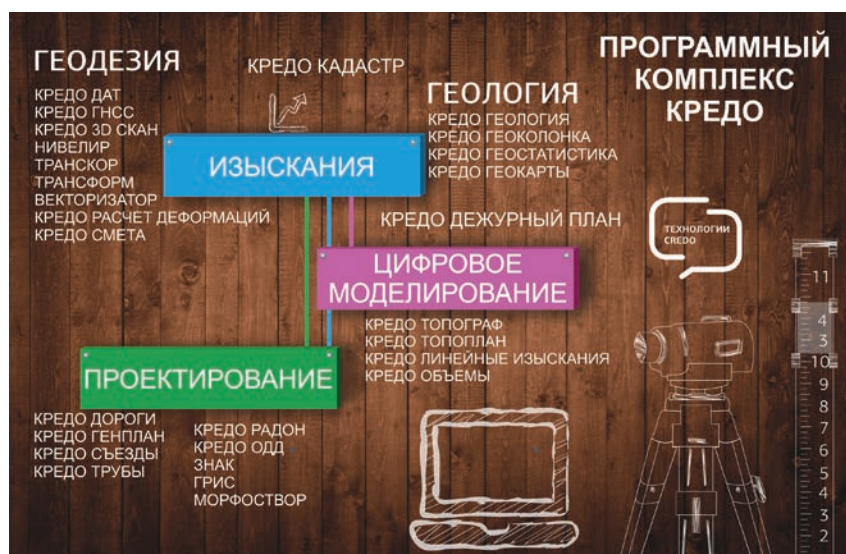


Рис. 4. Состав программного комплекса КРЕДО

удобной и значительно сократит временные затраты специалистов до момента полной готовности проекта;

– и самое важное – помнить, что главное – это модель и ее информационная наполненность, а чертежи – это производные различных частей модели.

Использование среды общих данных КРЕДО позволяет всем участникам процесса не только видеть актуальную информацию по производственному объекту, но и иметь возможность своевременно реагировать на любые изменения в состоянии моделей и процессов. ■

### РЕКОМЕНДАЦИИ

В качестве завершения хотелось бы привести несколько рекомендаций по порядку внедрения и использованию среды общих данных:

- начать нужно с определения и принятия правил и регламентов работы как для всех заинтересованных подразделений и отделов в целом, так и индивидуально для каждого специалиста;
- далее разработать и принять структуру и тип организации дан-

ных проекта в виде жестко оговоренных списков НП, проектов и их слоев;

- желательно выделить специалистов, отвечающих за контроль и соблюдение правил работы, создание и редактирование собственного классификатора условных тематических объектов, архивацию информации и т.д.;
- определить и принять в организации сроки передачи результатов работы от одного отдела к другому, что сделает ее более



**ООО «КОМПАНИЯ «КРЕДО-ДИАЛОГ»**  
105187, Россия, г. Москва, Измайловское ш., д. 71, стр. 8, 3-й этаж, ком. 4  
Тел.: +7 (499) 350-73-15  
E-mail: moscow@credo-dialogue.com  
www.credo-dialogue.ru



## ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДВОДНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ ООО «ИНСТИТУТ «ШЕЛЬФ»

Созданный в 1944 г., Всесоюзный научно-исследовательский проектно-изыскательский институт ВНИПИшельф прочно вошел в число основных проектно-изыскательских институтов нефтегазовой отрасли, а с 1980 г. стал головной организацией в нефтяной и газовой промышленности по проектированию подводных нефтегазопроводов, обустройству морских месторождений нефти и газа на континентальном шельфе бывшего СССР. В настоящее время ООО «Институт «ШЕЛЬФ» – один из ведущих институтов по проектированию, изысканиям, инжинирингу объектов добычи и транспорта углеводородов на континентальном шельфе. По его разработкам спроектированы, построены и успешно действуют крупные, технически сложные объекты в ряде стран ближнего и дальнего зарубежья.

Направления деятельности  
ООО «Институт «ШЕЛЬФ»:

- проектный и технологический инжиниринг;
- обследование технического состояния зданий и сооружений;
- исследования и научно-технические разработки;
- проектирование и инженерные изыскания объектов промышленного и гражданского строительства;
- разработка градостроительной документации.

### ОБЪЕКТЫ, ВЫПОЛНЕННЫЕ ПО ПРОЕКТАМ ИНСТИТУТА

*Морские стационарные  
платформы:*

- Галицино (МСП-2, МСП-4, МСП-5, МСП-18, БК-10, БК-11, БК-13);
- Архангельское (ЦТП-7);
- Штормовое (МСП-17, БК-23);
- Шмидта (МСП-6);
- Одесское-Безымянное (МСП-4, БК-1);
- Стрелковая (МСП «Стрелка-2»);
- Бейсугская (МСП «Бейсуг-2»);
- Восточно-Казантипская (ТП-1);
- Приразломное (МС).



*Подводные трубопроводы (укладка трубоукладочным судном):*

- технологическая платформа №1 Восточно-Казантипского газового месторождения (ТП-1) – берег в Азовском море;
- Варандейский нефтяной отгрузочный терминал – берег в Печорском море;
- беспричальный налив в Йемене.

*Морская кабельная система:* арктический терминал круглогодичной отгрузки нефти Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения – морской силовой кабель с оптоволоконном.

*Нефтяные и газовые  
месторождения:*

- установка комплексной подготовки газа Восточно-Казантипского газового месторождения;
- Восточно-Рагозинское нефтяное месторождение;
- Северо-Мастерьевское нефтяное месторождение.

### КАДРОВОЕ И МАТЕРИАЛЬНО- ТЕХНИЧЕСКОЕ ОСНАЩЕНИЕ

В арсенале ООО «Институт «ШЕЛЬФ» в данный момент находятся:

- высококвалифицированные специалисты, современная техническая база;
- лаборатория для проведения анализов по определению физико-механических характеристик грунта;
- оборудование для проведения геофизических исследований и изысканий, в том числе: роботизированный тахеометр Leica MS60 и GNSS Leica GS18 I; георадар Terra SIR-3000; трассопоисковый комплект Metrotech серии FM 9800 XT с трассоискателем Radiodetection CAT4 + Genny4; система «TDMS Фарватер» (Technical Data Management System), предназначенная для управления информационными потоками и электронной документацией; nanoCAD – российская САПР-платформа, содержащая все необходимые инструменты базового проектирования;
- передовые технологии моделирования, поиска коллизий и 3D-визуализации. ■



**ООО «Институт «ШЕЛЬФ»**  
295013, Россия, г. Симферополь,  
ул. Севастопольская, д. 45  
Тел.: +7 (3652) 54-94-01  
E-mail: info@i-shelf.ru,  
project@i-shelf.ru  
www.i-shelf.ru

# МЕТОДОЛОГИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МОРФОМЕТРИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТОРОСИСТЫХ ОБРАЗОВАНИЙ ПО ДАННЫМ КОСМОСЪЕМКИ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К АКВАТОРИИ ОБСКОЙ ГУБЫ

УДК 551.326.3:528.88(268.52)

**А.В. Лобанов**, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия),

[Al.Lobanov@adm.gazprom.ru](mailto:Al.Lobanov@adm.gazprom.ru)

**Д.А. Онищенко**, к.ф.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

(Москва, Россия), [D\\_Onishchenko@vniigaz.gazprom.ru](mailto:D_Onishchenko@vniigaz.gazprom.ru)

**Н.В. Першин**, ПАО «Газпром», [N.Pershin@adm.gazprom.ru](mailto:N.Pershin@adm.gazprom.ru)

**М.М. Чумаков**, к.ф.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

[m\\_chumakov@vniigaz.gazprom.ru](mailto:m_chumakov@vniigaz.gazprom.ru)

Задача обеспечения надежности и безопасности зимней эксплуатации будущих объектов морских промыслов в Обской губе подразумевает непрерывный мониторинг ледяного покрова прилегающей акватории. Существенное значение для эффективной организации транспортных операций в это время года имеет наличие достоверной и оперативно обновляемой информации о морфометрических характеристиках торосистых образований, которые в исследуемом районе представлены торосами, торосистым льдом, грядами и поясами торосов, стамухами.

Современная технология ледового мониторинга основывается на комплексном анализе данных дистанционного зондирования. В статье описывается усовершенствованная методика обработки материалов радиолокационной спутниковой съемки для оценки морфометрических характеристик ледяного покрова, реализованная применительно к условиям центральной части Обской губы для ледового сезона 2019/20 г. На основе данных космосъемки высокого разрешения, выполняемой большинством современных спутниковых радиолокационных систем с синтезированной апертурой, генерируются цветные композитные изображения, которые позволяют уверенно идентифицировать открытую воду и различные типы морского льда. В частности, удается эффективно выделять зоны восторошенного льда.

Для получения морфометрических характеристик торосистых образований применяется специальный алгоритм распознавания типа подстилающей поверхности на основе совместного анализа двух параметров: коэффициента обратного рассеяния вертикально поляризованного радиосигнала и нормированной мощности принятого горизонтально поляризованного сигнала. Обработка данных осуществляется вдоль выбранных профилей на ледяном покрове, при этом определение его высотных отметок выполняется по материалам спутниковой альтиметрии. В частности, по итогам мониторинга центральной части Обской губы в ледовый сезон 2019/20 г. определены параметры пространственного расположения торосистых образований и оценены их морфометрические характеристики. По результатам исследования, выполненного на восьми характерных профилях в пределах изучаемой части акватории, средняя ширина одиночных гряд торосов равнялась 38 м, максимальная – 164 м, среднее расстояние между одиночными грядами торосов – 135 м, максимальное – 4,3 км. При этом характерные высоты торосов составили 1,2–1,7 м, а максимальные наблюдаемые – 2,2 м. Значения толщины льда в конце марта, определенные около краев разводий вне зон восторошенного льда, достигали в нескольких случаях 165–185 см. Это позволяет предположить, что данные оценки относятся к толщине наслоенного льда. Полученные результаты могут служить первичной информацией для планирования транспортных и других операций на поверхности ледяного покрова Обской губы при эксплуатации морских нефтегазопромысловых сооружений, планируемых к размещению на данной акватории.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ОБСКАЯ ГУБА, РАДИОЛОКАЦИОННАЯ СПУТНИКОВАЯ СЪЕМКА, СПУТНИКОВАЯ АЛЬТИМЕТРИЯ, АНАЛИЗ ДАННЫХ, КОМПОЗИТНОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ, ТОЛЩИНА И РЕЛЬЕФ ЛЕДЯНОГО ПОКРОВА.



**A.V. Lobanov**, Gazprom PJSC (Saint Petersburg, Russia), Al.Lobanov@adm.gazprom.ru

**D.A. Onishchenko**, PhD in Physics and Mathematics, Gazprom VNIIGAZ LLC (Moscow, Russia),  
D\_Onishchenko@vniigaz.gazprom.ru

**N.V. Pershin**, Gazprom PJSC, N.Pershin@adm.gazprom.ru

**M.M. Chumakov**, PhD in Physics and Mathematics, Gazprom VNIIGAZ LLC, m\_chumakov@vniigaz.gazprom.ru

### Methodology for morphometric characterization of hummock formations based on remote sensing data applied to the Gulf of Ob waters

Ensuring reliable and safe winter operation of future offshore fields in the Gulf of Ob requires continuous monitoring of the adjacent waters' ice cover. Having credible and rapidly updated information on morphometric characteristics of hummock formations (hummocks, hummocked ice, ridges, ridged ice, grounded hummocks) is essential to arrange efficient transport operations during the season.

The modern ice monitoring technology is based on integrated remote sensing data analysis. The article describes the improved method for satellite-based radar survey data processing to estimate the ice cover morphometric characteristics. The method is implemented for the central Gulf of Ob in the 2019–2020 ice season. Most modern satellite-based radar systems enable a high-resolution satellite survey, whose data are used to generate colored composite images for confident identification of open water and various sea ice types. Hummocked ice zones are particularly efficient to identify.

A specific substrate type recognition algorithm is used for morphometric characterization of hummock formations.

The algorithm is based on a joint analysis of two parameters: the backscatter factor of the vertically polarized radio signal and the rated power of the received horizontally polarized signal. The data are processed along the profiles selected on the ice cover. The elevations are determined based on satellite-based altimetry data.

Some particular outcomes of the central Gulf of Ob monitoring for the 2019–2020 ice season are the parameters of hummock formations' positions and their morphometric characteristics. According to the 8-characteristic-profile study within the investigated waters, the average width of single ridges is 38 m (the maximum is 164 m); the average distance between single ridges is 135 m (the maximum is 4.3 km). Characteristic heights of hummocks are 1.2–1.7 m, maximum observed – 2.2 m. Ice thickness determined near the fracture edge outside the hummocked ice at the end of March is up to 165–185 cm in some cases. This suggests that the estimates refer to the rafted ice thickness. The results can be used as the primary information for planning transport and other operations on the Gulf of Ob ice cover when operating offshore petroleum field structures to be located in these waters.

**KEYWORDS:** GULF OF OB, SATELLITE-BASED RADAR SURVEY, SATELLITE-BASED ALTIMETRY, DATA ANALYSIS, COMPOSITE IMAGE, ICE COVER THICKNESS AND TOPOGRAPHY.

Известно, что ледовая обстановка на акватории Обской губы Карского моря формируется под воздействием природных процессов, имеющих весьма различные пространственно-временные масштабы. Поэтому для получения адекватной оценки риска нарушения нормального функционирования объектов обустройства шельфовых месторождений углеводородов, планируемых к строительству, следует проводить наблюдения за ледовой обстановкой и обуславливающими ее факторами как непосредственно в районе размещения (локальный мониторинг), так и на более обширных участках (фоновый мониторинг).

В соответствии с требованиями, содержащимися в национальном стандарте [1], современная технология мониторинга основывается на комплексном анализе спут-

никовой информации, полученной в различных спектральных диапазонах, а также с помощью радиолокационной космосъемки. Подобный подход позволяет проводить как локальный, так и фоновый мониторинг.

Первый должен обеспечивать детальную оценку ледовой обстановки непосредственно в районе предполагаемого расположения объектов обустройства шельфовых месторождений и транспортной инфраструктуры, в частности предоставлять данные о морфометрических характеристиках торосистых образований, которые в Обской губе представлены торосами, торосистым льдом, грядами и поясами торосов, стамухами.

Торосы – это холмообразные нагромождения взломанного морского льда, образовавшегося в результате сжатия, тогда как то-

росистый лед – беспорядочное нагромождение ледяных обломков, формирующих неровную поверхность [2] (рис. 1). Необходимо иметь в виду, что обломки льда расположены не только выше уровня ледяной поверхности (эту часть тороса часто называют парусом), но и ниже. При этом толщина подводной части (ее обычно именуют килем) в несколько раз больше высоты паруса.

Торосы могут образовывать гряды, т.е. сравнительно прямые вытянутые формы битого льда, возникающие в результате однонаправленного сжатия в ледяном покрове. Нагромождение взломанного льда в виде нескольких параллельных гряд называют поясом торосов [2].

Торосы, киль которых в процессе дрейфа ледяного покрова оказался в прочном контакте с донным



Рис. 1. Торосы и торосистый лед на акватории Обской губы [3]  
Fig. 1. Hummocks and hummocked ice on the Gulf of Ob water [3]

грунтом, или изначально неподвижные нагромождения обломков льда, сформировавшиеся непосредственно на мелководье, образуют стамухи.

Применительно к задаче обеспечения безопасности эксплуатации объектов обустройства морских месторождений углеводородов в Обской губе торосы и стамухи представляют собой целый комплекс разноплановых рисков. Это и максимальные нагрузки на платформы, и затруднение движения судов даже высокого ледового класса, и опасность повреждения промысловых и межпромысловых трубопроводов в результате выпаживания дна киями торосов, а также сложности при организации дорог для снабжения платформ в зимнее время. Поэтому планируемое строительство морских нефтегазопромысловых сооружений в Обской губе и поиск проектных решений по обеспечению их экс-

плуатации в зимний период определяют актуальность разработки и совершенствования методики применения радиолокационной спутниковой съемки при осуществлении мониторинга ледовой обстановки в целях идентификации рисков.

Представляется, что надежное и оперативное определение размеров торосистых образований в плане, наблюдаемых в большом количестве на достаточно обширной акватории, может быть произведено только при использовании радиолокационных снимков высокого разрешения, а высоты парусов торосов – за счет данных спутниковой альтиметрии, поскольку привлечение альтернативных для оценки высотных характеристик сканируемой поверхности невозможно в условиях наличия локальных подвижек припайного льда, что является одной из особен-

ностей центральной части Обской губы.

В связи с этим в настоящей статье авторы предлагают применять методы специальной обработки радиолокационных снимков с Европейского космического аппарата Sentinel-1<sup>1</sup>, имеющих пространственное разрешение 10 м при охвате территории 240 × 180 км (режим съемки – интерферометрический широкозахватный (IW)) [4], а также данные лазерного альтиметра, установленного на искусственном спутнике Земли (ИСЗ) ICESat-2<sup>2</sup> [5].

Необходимо отметить, что в настоящее время радиолокационные снимки с ИСЗ Sentinel-1 распространяются на условиях бесплатного доступа на сайте проекта Copernicus Европейского космического агентства [6]. Зона покрытия вполне достаточна для оценки ледовой обстановки практически

<sup>1</sup> Sentinel-1A и Sentinel-1B – радиолокационные спутники, запущенные в рамках программы Copernicus Европейского космического агентства в 2014 и 2016 г. соответственно. По своим техническим характеристикам практически идентичны и работают на орбите совместно. Съемка выполняется в С-диапазоне (длина волны – 6 см). Период повторного наблюдения составляет не более 3 сут. Спутники движутся по гелиосинхронной орбите, высота которой 693 км.

<sup>2</sup> ICESat-2 – искусственный спутник Земли, принадлежащий Национальному аэрокосмическому агентству США. Был выведен на орбиту в 2018 г. Период повторного наблюдения составляет 91 день, а период обращения вокруг Земли – около 94 мин. Спутник имеет геоцентрическую орбиту с параметрами 479 × 483 км.



на всей акватории Обской губы, а независимость качества съемки от погодных условий и освещенности земной поверхности делает их при применении надлежащей технологии обработки, которая будет описана далее, важнейшим информационным ресурсом в проведении фонового мониторинга на рассматриваемой территории.

Альтиметрические данные также распространяются на условиях бесплатного доступа на сайте NSIDC (Национальный центр данных по снегу и льду, США) [7].

В статье приводится описание усовершенствованных методик построения изображений (визуальных представлений космоснимков) на основе радиолокационной съемки и определения высот элементов ледяного покрова по данным спутниковой лазерной альтиметрии, а также полученные с помощью указанных подходов результаты оценки морфометрических характеристик торосистых образований, идентифицированных на ледяном покрове в центральной части Обской губы в ледовый сезон 2019/20 г.

#### МЕТОДИКА ГЕНЕРАЦИИ КОМПОЗИТНЫХ СНИМКОВ ПО РАДИОЛОКАЦИОННЫМ ДАНЫМ С УЧЕТОМ ТЕХНИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ СЪЕМКИ

Почти на всех современных спутниковых радиолокационных системах с синтезированной апертурой (РСА) установлены передающие антенны, которые излучают горизонтально (H) и вертикально (V) поляризованные радиосигналы. При достижении фронтом поляризованной электромагнитной волны зондируемой поверхности происходит не только отражение и рассеяние, но и частичное изменение поляризации. Поэтому приемопередающими антеннами радиолокационной системы фиксируется мощность отраженного сигнала (импульса), имеющего как такую же поляризацию, что и излученный (например, если излученный сигнал

имел V-поляризацию, то и отраженный сигнал, который в этом случае обозначается VV, имеет V-поляризацию), так и измененную (для вышеприведенного примера он имеет H-поляризацию и обозначается VH).

Системы РСА производят обработку полученных отраженных импульсов (HH, HV и/или VV, VH), в процессе которой выполняется вычисление величины обратного рассеяния, т.е. отношения мощности принятого отраженного импульса к мощности импульса, излученного антенной радиолокационной системы. Кроме того, рассчитывается сдвиг фазы отраженной электромагнитной волны относительно излученной и определяется расстояние (по времени задержки отраженного сигнала) в боковом направлении относительно пути спутника до соответствующего элемента земной поверхности.

На основе вычисленных величин формируются комплексные радиолокационные голограммы, содержащие массив комплексных чисел и набор метаданных, архивируемых в «сыром» формате SLC (single look complex). Последние содержат: сведения о расстоянии от ИСЗ до соответствующего элемента разрешения, угол падения излучаемых импульсов, мощность передачи, длину волны, различные коэффициенты усиления, потери и другие характеристики.

Принято считать, что значения величин обратного рассеяния составляют амплитудную часть РСА-снимка, а сдвиги фазы – фазовую.

На характер отражения (зеркальное или диффузное) радиолокационных импульсов от земной поверхности, и в частности от морского льда, влияют следующие характеристики [8, 9]:

- шероховатость поверхности зондирования (как мелкомасштабная, так и крупномасштабная);
- диэлектрическая постоянная морского льда (для центральной части Обской губы практически пресноводного);

– диэлектрические аномалии (трещины и скопления пузырьков газа в толще льда).

Из анализа зависимости характера отражения радиолокационных импульсов от параметров шероховатости льда [10] следует, что более гладкие поверхности будут соответствовать областям локальных минимумов значений интенсивности принятых сигналов HH и VV и наоборот (более шероховатые поверхности проявляются в виде областей локальных максимумов).

Диэлектрическая постоянная относится к общим электрическим характеристикам материалов. В зависимости от ее величины радиолокационная волна может как отражаться, так и частично поглощаться. Например, открытая морская вода имеет высокую диэлектрическую постоянную. В связи с этим большая часть радарного излучения в данном случае отражается. Диэлектрическая постоянная морского льда существенно зависит от его солености, поэтому более старые образования, в которых соленосодержание меньше, лучше пропускают внутрь зондирующие волны [11, 12].

Кроме того, известно, что наблюдаются различия в обратном рассеянии вертикально и горизонтально поляризованных радиоволн, зависящие от физических, термических и диэлектрических особенностей морского льда и открытой воды [13]. Волны с H-поляризацией, как правило, зеркально отражаются от сред с гладкими поверхностями, а с V-поляризацией передаются через эти среды. Необходимо также отметить, что при отражении всегда происходит частичная поляризация, т.е. часть волн приобретает противоположную поляризацию.

Из вышеприведенных свойств радиосигналов следует, что получаемые по данным амплитудной части РСА-снимка радарные изображения содержат комбинированную информацию об относительной шероховатости поверхности и ее диэлектрических свойствах, что

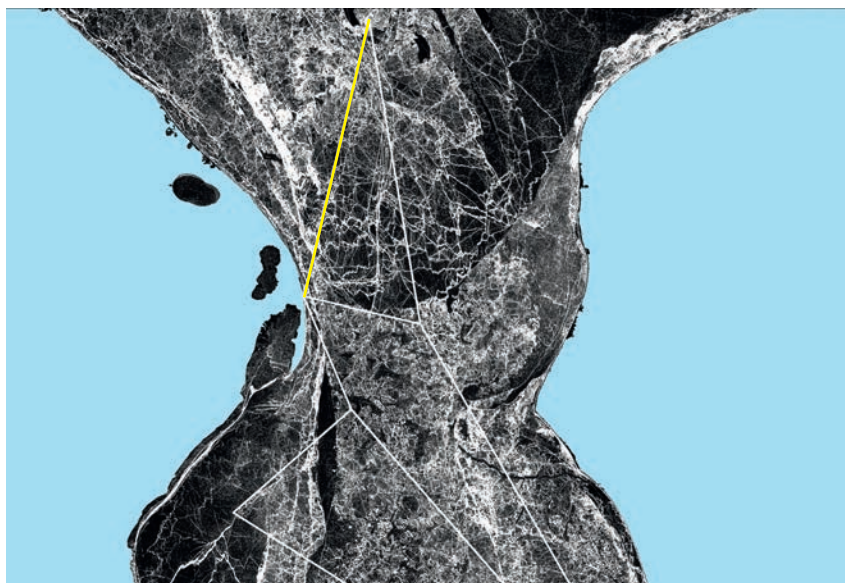


Рис. 2. Пример наложения системы профилей (светлые прямолинейные отрезки) локального мониторинга на однополяризационное PCA-изображение в формате GeoTIFF, сгенерированное по данным съемки с ИСЗ Sentinel-1 [6]  
Fig. 2. Example of profile system (light straight-line sections) of local monitoring layered on a single-polarized SAR image in GeoTIFF format generated based on Sentinel-1 satellite data [6]

открывает возможности для определения свойств ледяного покрова.

С этой целью по комплексной радиолокационной голограмме, записанной в формате SLC, для каждой из доступных поляризаций (как правило, голограмма содержит значения для пар HH-VV, HH-HV или VV-VH) строится растр в формате GeoTIFF<sup>3</sup>, который показывает распределение по площади сканируемого участка интенсивности принятого PCA-системой сигнала. Создание такого изображения (которое часто, хотя и не совсем точно, называют космоснимком) производится с помощью специализированного программного обеспечения (ПО), например SNAP [14], свободно распространяемого Европейским космическим агентством.

Алгоритм построения включает в себя ряд последовательно вы-

полняемых процедур: калибровку исходных данных, их последующую фильтрацию и геокодирование.

Цель калибровки величин интенсивности – расчет  $\sigma^0$  (коэффициента радиолокационного рассеяния), который не зависит от эффективной площади рассеяния сканируемого объекта и угла падения радиоволны. Значения  $\sigma^0$  непосредственно соотносятся с качествами отражателя (его геометрией, диэлектрическими свойствами) и поляризацией излучения. Выполнение калибровки необходимо также для сравнения PCA-изображений, полученных с разных ИСЗ или с одного и того же ИСЗ, но в разное время или в разных режимах съемки. Однако даже после проведения данной процедуры для величины коэффициента радиолокационного рассеяния для некоторых

элементов разрешения имеются значительные искажения, вызванные спекл-шумом. Последний представляет собой мультипликативное искажение (чем сильнее сигнал, тем сильнее искажение), происходящее из-за когерентного характера радиоволн и создающее широкий диапазон значений  $\sigma^0$  даже для однородных поверхностей. На PCA-изображениях спекл-шум проявляется в виде яркой зернистости, которая затрудняет идентификацию ледяных образований.

В связи с этим на втором этапе выполняется фильтрация калиброванных данных в целях исключения влияния данного фактора. В настоящее время для фильтрации спекл-шумов создано несколько алгоритмов. Опыт обработки спутниковых снимков показал, что наилучшие результаты достигаются при использовании фильтра Enhanced Lee<sup>4</sup>.

Наконец, процедура геокодирования заключается в построении геопривязанного растра по данным  $\sigma^0$ , его переводе в требуемую проекцию, например UTM-43N<sup>5</sup> применительно к акватории Обской губы, и записи в формате GeoTIFF на электронный носитель.

Полученные в результате вышеописанной обработки однополяризационные PCA-снимки можно использовать для детектирования и локализации различных форм и характеристик льда, таких как вид (возраст), толщина, характер (торосистость) ледяной поверхности, сплоченность, положение кромки льда, размер ледяных полей.

Для улучшения визуального распознавания типов сканируемой земной поверхности в арктических морях обычно применяется методика создания цветного

<sup>3</sup> GeoTIFF – открытый формат представления растровых данных в формате tiff совместно с метаданными о географической привязке (геореференцированный растр).

<sup>4</sup> Фильтр Enhanced Lee представляет собой модификацию алгоритма фильтрации на основе использования стандартного отклонения, вычисленного для апертуры фильтра. В отличие от типичного сглаживающего фильтр Enhanced Lee сохраняет резкость и детализацию изображения, одновременно подавляя спекл-шум.

<sup>5</sup> Универсальная поперечная проекция Меркатора (UTM) – система картографических проекций, в которой поверхность Земли разделена на 60 вытянутых в меридиональном направлении зон шириной 6°. Каждая из этих зон имеет свой центральный меридиан и проецируется по отдельности в поперечной проекции Меркатора.



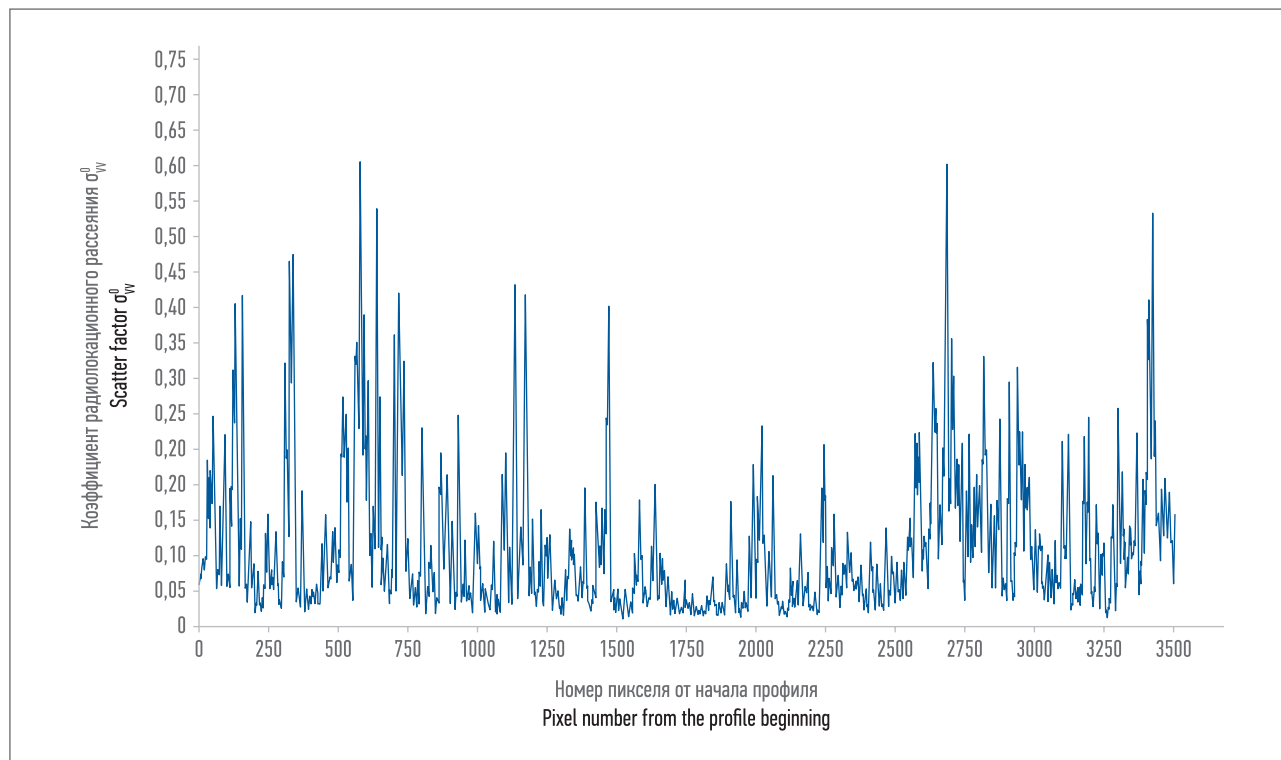


Рис. 3. Зависимость характера отражения радиолокационных VV-импульсов от шероховатости поверхности льда вдоль профиля на рис. 2 (показан желтой линией), полученная с помощью ПО SNAP [14]

Fig. 3. Dependence of VV radar impulses on ice surface roughness along the profile shown in fig. 2 (indicated by a yellow line) obtained using SNAP software [14]

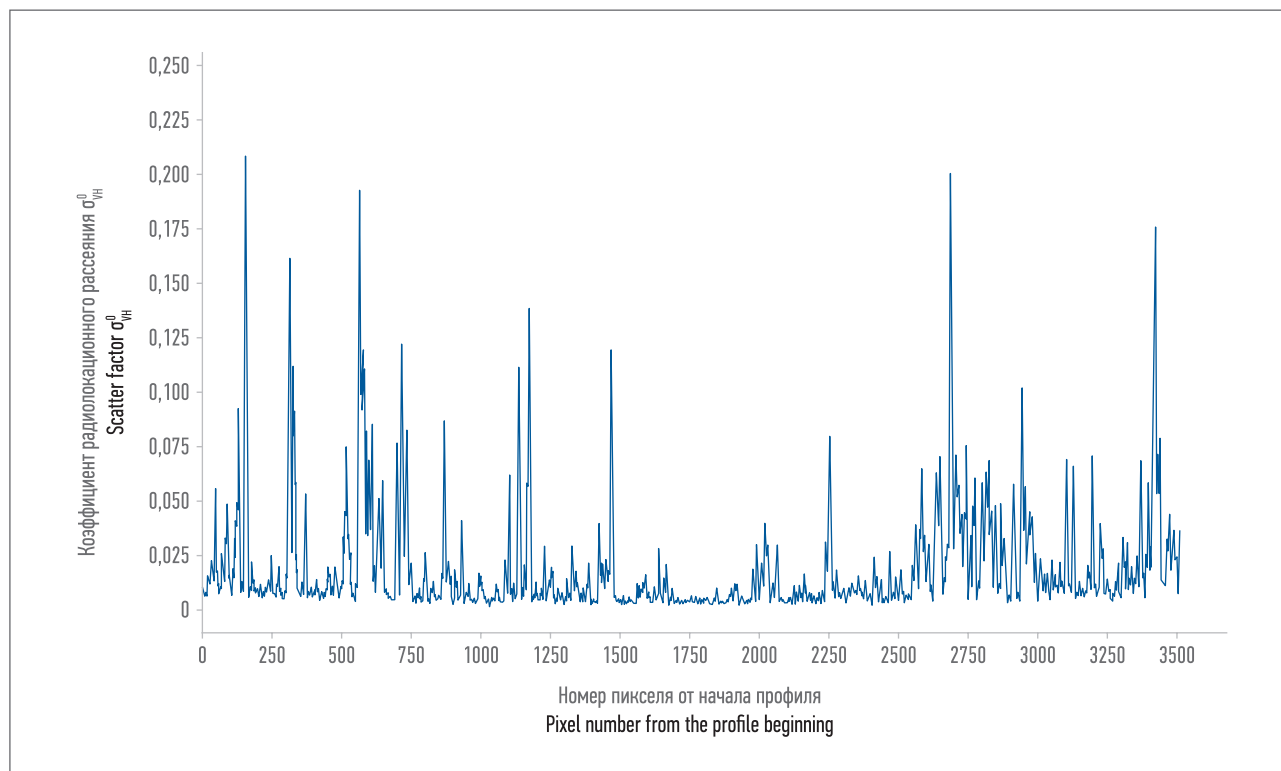


Рис. 4. Зависимость характера отражения радиолокационных VH-импульсов от шероховатости поверхности льда вдоль профиля на рис. 2 (показан желтой линией), полученная с помощью ПО SNAP [14]

Fig. 4. Dependence of VH radar impulses on ice surface roughness along the profile shown on fig. 2 (indicated by a yellow line) obtained using SNAP software [14]

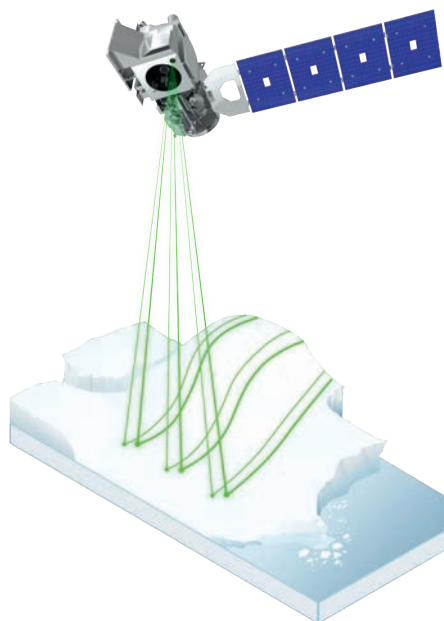


Рис. 5. Схема съемки с помощью лидара ATLAS [5]  
Fig. 5. Diagram of ATLAS lidar survey [5]

композитного изображения на основе данных о значениях коэффициента радиолокационного рассеяния ( $\sigma_{HH}^0$ ,  $\sigma_{VV}^0$ ) вертикально (VV) и горизонтально (HH) поляризованного отраженного радиосигнала. В отличие от снимка с одинарной поляризацией снимок с двойной может дать информацию о величинах как обратного рассеяния ( $\sigma_{HH}^0$ ,  $\sigma_{VV}^0$ ), так и ко-поляризации ( $\gamma_{co}$ ), представляющей собой отношение  $\gamma_{co} = \sigma_{VV}^0 / \sigma_{HH}^0$

Возможность определения с помощью таких изображений различных типов морского льда и открытой воды продиктована тем, что методы двойной поляризации опираются на различия в обратном рассеянии вертикально и горизонтально поляризованных микроволн, зависящие от физических, термических и (или) диэлектрических особенностей сканируемой поверхности [15].

Для построения результирующего растрового изображения генерируется цветное композитное изображение с помощью задания РСА-данных  $\sigma_{HH}^0$ ,  $\sigma_{VV}^0$  и  $\gamma_{co}$  в качестве красного, зеленого и синего каналов соответственно.

Включение  $\gamma_{co}$ -канала подчеркивает различие между характери-

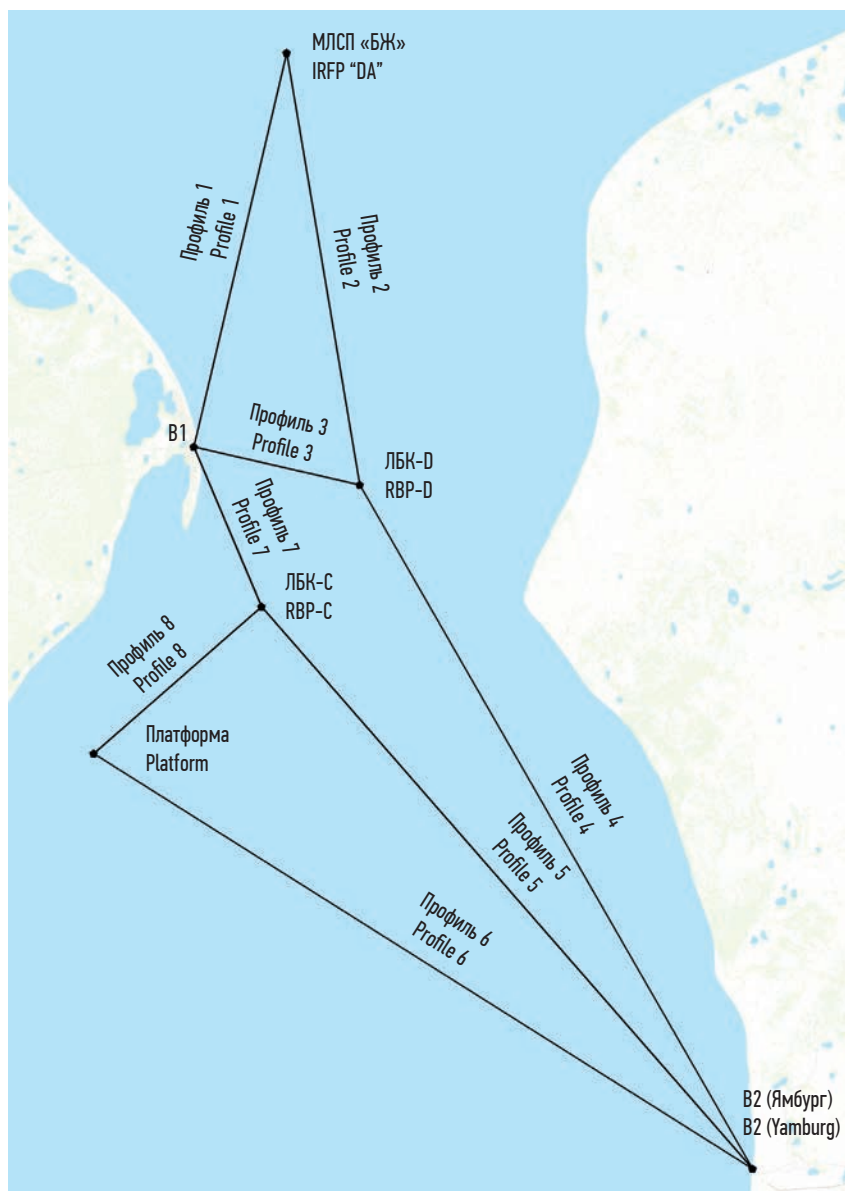


Рис. 6. Схема расположения профилей локального мониторинга состояния ледяного покрова в центральной части Обской губы, где МЛСП «БЖ» – предполагаемая точка размещения морской ледостойкой стационарной платформы (для бурения с жилым блоком) на месторождении Северо-Каменномыское; Платформа – предполагаемая точка размещения морской ледостойкой стационарной платформы на месторождении Каменномыское-море; B1 – характерная точка на мысе Каменный; B2 (Ямбург) – характерная точка на берегу в районе порта Ямбург; ЛБК-Д, ЛБК-С – предполагаемые точки размещения ледостойких блок-кондукторов на месторождении Каменномыское-море  
Fig. 6. The layout of local ice cover monitoring profiles in central Gulf of Ob, where IRFP “DA” is the expected location of the ice-resistant fixed platform (drilling/accommodation) at Severo-Kamennomysskoye field; Platform – expected location of the ice-resistant fixed platform at Kamennomysskoye-Sea field; B1 – characteristic point at Cape Kamenny; B2 (Yamburg) – characteristic onshore point in the Yamburg port area; RBP-D, RBP-C – expected locations of the ice-resistant riser block platforms at Kamennomysskoye-Sea field

стиками льда и воды, поскольку самый значимый фактор, влияющий на  $\gamma_{co}$ , – поведение микроволн, падающих на гладкие поверхности раздела двух сред, которые имеют

различные диэлектрические свойства.

Рассматриваемая методика позволяет на цветном композитном снимке различать многолетний (эти



поля отображаются белым цветом), однолетний (серый цвет) и гладкий морской лед (темно-синий или коричневый цвет в зависимости от значения  $\gamma_{co}$ ). При этом открытая вода имеет синий или светло-синий цвет [13].

В силу технических особенностей используемых спутниковых РСА-систем наиболее распространенная и доступная (в смысле финансовых затрат на приобретение) поляризация конфигурация – VV–VH. В этом случае амплитудная часть радиолокационного снимка содержит величину обратного рассеяния вертикально поляризованного радиосигнала ( $\sigma_{VV}^0$ ) и нормированную мощность принятого горизонтально поляризованного сигнала ( $\sigma_{VH}^0$ ), возникшего при отражении посланного вертикально поляризованного от сканируемой поверхности [16, 17].

Применительно к акватории Обской губы необходимо учитывать и тот факт, что вода и лед здесь практически пресные, поэтому может использоваться иная методика построения композитного изображения. В соответствии с ней результирующее цветное изображение генерируется с помощью наложения трех каналов: red (красный) – VV, green (зеленый) – VH, blue (голубой) – некоторая константа. Оно будет характеризовать как диэлектрическую неоднородность сканируемой поверхности, так и неоднородность ее шероховатости.

С методической и технологической точек зрения подобный процесс генерации более сложен, чем получение композитного изображения по данным HH и VV. Это связано в основном с тем, что максимальное значение VH на порядок меньше, чем соответствующая величина VV.

Для решения возникающей задачи корректного учета различной интенсивности данных VH и VV специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» был разработан специальный математический алгоритм. Он основан на нелинейном мас-

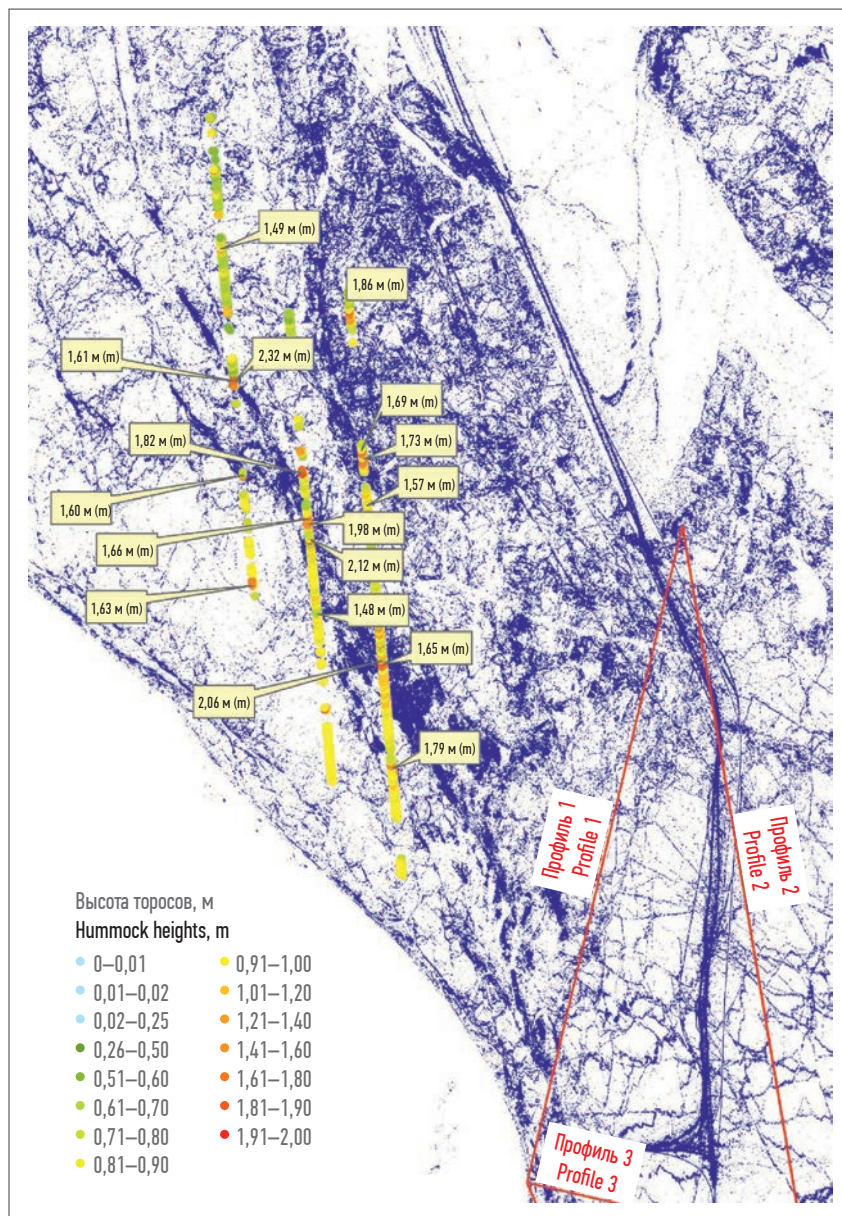


Рис. 7. Схема системы торосов на акватории центральной части Обской губы за 24 марта 2020 г. с нанесенными альтиметрическими данными [7] и результатами определения высоты торосов

Fig. 7. Diagram of hummock system on central Gulf of Ob waters for 24 March 2020 with marked altimetry data [7] and determined hummock heights

штабировании с помощью логарифмической функции.

Из вышеприведенных свойств отраженного поляризованного радиосигнала следует, что на композитном изображении, сгенерированном по данным VV и VH, морская вода будет иметь темный, почти черный цвет в силу малости значений  $\sigma_{VV}^0$  и  $\sigma_{VH}^0$ . Развитие волнения приведет к увеличению параметра  $\sigma_{VV}^0$  при практической неизменности  $\sigma_{VH}^0$ , поэтому области

чистой воды приобретут бурый оттенок.

Появление на акватории молодых недеформированных льдов вызывает большее относительное увеличение значений  $\sigma_{VH}^0$ . В результате соответствующий участок на композитном изображении окрашивается в зеленоватые тона. Рост толщины ровного однолетнего льда и, как следствие, средней шероховатости его поверхности приводит к увеличению

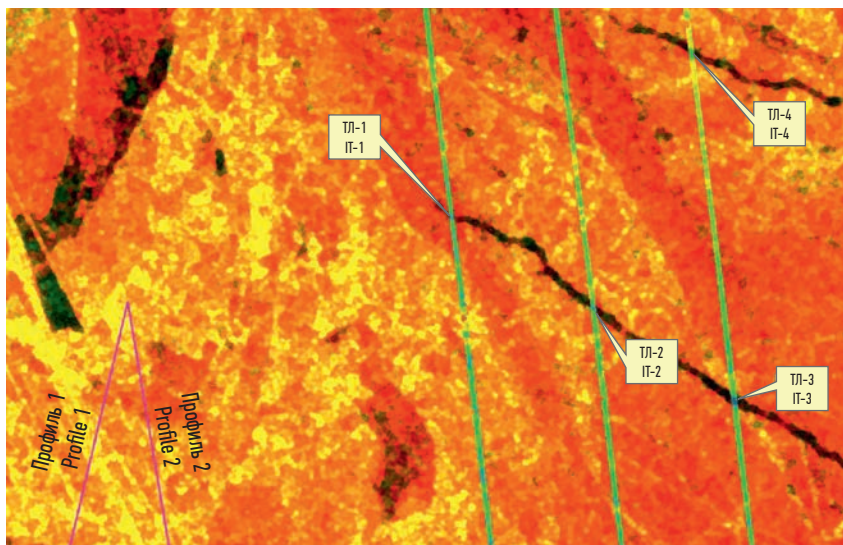


Рис. 8. Фрагмент композитного изображения, сгенерированного по данным радиолокационного снимка с ИСЗ Sentinel-1 [6], отражающий расположение разводий (области, выделенные черным цветом) в районе Северо-Каменномысского месторождения на 20 марта 2020 г., где ТЛ-1 – ТЛ-4 – пункты, в которых по данным альтиметрических треков (линии зеленоватых оттенков) определялись значения возвышения льда

Fig. 8. Fragment of a composite image generated based on Sentinel-1 satellite picture [6] indicating fracture locations (black areas) in the Severo-Kamennomysskoye field area for 20 March 2020, where IT-1 – IT-4 are the points where altimetry track (greenish lines) data revealed ice rises

значений  $\sigma_{VV}^0$ , что придает красный тон данным областям.

Торосы (деформированный лед) обладают высокой рассеивающей и поляризационной способностью, поэтому величины  $\sigma_{VV}^0$  и  $\sigma_{VH}^0$  могут достигать своих максимумов. Это приводит к тому, что торосы на композитном изображении выделяются ярким желтым цветом.

Сгенерированные по вышеописанной методике композитные изображения в основном используются при проведении фонового мониторинга, тогда как исходной информацией для локальных наблюдений служат полученные однополяризационные PCA-изображения в формате GeoTIFF, содержащие значения  $\sigma_{VV}^0$  и  $\sigma_{VH}^0$ .

Для получения морфометрических характеристик торосистых образований применяется специальная компьютерная программа, реализующая разработанный специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» алгоритм распознавания типа подстилающей поверхности по величинам  $\sigma_{VV}^0$  и  $\sigma_{VH}^0$ , выбираемым вдоль конкретного профиля,

для которого выполняется локальный мониторинг.

Определение требуемых для анализа значений радиолокационного рассеяния производится с помощью наложения системы профилей, записанной в виде шейп-файла, на однополяризационные PCA-изображения в формате GeoTIFF. Затем выбираются все пиксели, которые попадают на исследуемый профиль (линия желтого цвета на рис. 2).

Далее с помощью инструментария ПО SNAP [14] формируется двумерный информационный массив, в первой колонке которого содержится номер пикселя от начала профиля, а во второй – значение радиолокационного рассеяния ( $\sigma_{VV}^0$  или  $\sigma_{VH}^0$ ). Соответствующее графическое представление приведено на рис. 3 и 4.

С учетом пространственного разрешения использованного однополяризационного PCA-изображения, которое в данном случае составляет 10 м, значения в первой колонке информационного массива могут рассматриваться

как расстояние от начала профиля до соответствующего пикселя.

Задавая пороговые величины  $\sigma_{VV}^0$  и  $\sigma_{VH}^0$ , характерные для торосистых образований, по данным, представленным на рис. 3 и 4, можно определить все искомые морфометрические характеристики, а также, учитывая корреляционные зависимости между  $\sigma_{VV}^0$  и  $\sigma_{VH}^0$ , оценить протяженность областей открытой воды или участков, покрытых молодым ровным льдом.

#### МЕТОДИКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДАННЫХ СПУТНИКОВОЙ ЛАЗЕРНОЙ АЛЬТИМЕТРИИ

Лазерный альтиметр (лидар) ATLAS, установленный на ИСЗ ICESat-2, многолучевой, т. к. в нем используется дифракционный оптический элемент, разделяющий излучение на шесть составляющих: по три пары лучей с расстоянием 3,3 км между ними и 90 м внутри пары (рис. 5). Это сделано для повышения пространственного разрешения, обеспечивающего определение наклона рельефа сканируемой поверхности при каждом проходе спутника. Номинальная пространственная разрешающая способность данного лазерного альтиметра составляет 10–20 м, а погрешность измерений высоты льда над уровнем моря – 3 см.

С учетом технических характеристик лидара ATLAS определение средней высоты торосов может быть выполнено путем наложения альтиметрического трека на соответствующий композитный спутниковый снимок и последующей статистической обработки значений альтиметрических измерений на участках трека, приходящихся на зону торосов.

В случае, если альтиметрический трек пересекает разводье, появляется возможность оценить среднюю (эффективную) толщину ровного припайного льда ( $H_r$ ). Для этого по данным лидара необходимо определить высоту возвышения ровного льда у границы разводья



Таблица. Статистические характеристики морфометрических параметров торосистых образований, наблюдавшихся в центральной части акватории Обской губы в ледовый сезон 2019/20 г.  
Table. Statistic morphometric characteristics of hummock formations observed in central Gulf of Ob waters during 2019–2020 ice season

Параметр Parameter	Номер профиля Profile No.							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Количество одиночных торосов Number of single hummocks	91	71	40	176	167	168	30	26
Средняя ширина одиночных торосов, м Average width of single hummocks, m	47	44	40	38	34	37	41	28
Максимальная ширина одиночных торосов, м Max width of single hummocks, m	195	228	148	151	149	156	147	143
Средняя дистанция между одиночными торосами, м Average distance between single hummocks, m	121	137	169	119	96	103	150	181
Максимальная дистанция между одиночными торосами, км Max distance between single hummocks, km	3,40	2,32	2,01	2,15	3,57	3,92	4,32	4,30
Количество поясов торосов Number of ridged ice pieces	14	15	3	22	11	19	5	3
Среднее число гряд в поясе торосов Average number of ridges in a ridged ice piece	6	7	6	6	9	5	8	7
Средняя ширина пояса торосов, м Average width of a ridged ice piece, m	292	296	338	250	208	215	262	267
Максимальная ширина пояса торосов, км Max width of a ridged ice piece, km	2,20	3,98	1,43	1,70	3,35	2,36	2,52	1,42
Средняя дистанция между поясами торосов, км Average distance between ridged ice pieces, km	1,15	1,08	0,78	1,07	1,68	1,14	0,71	3,25
Максимальная дистанция между поясами торосов, км Max distance between ridged ice pieces, km	18,30	21,57	7,34	26,69	12,92	22,09	18,86	8,68
Коэффициент проходимости, % Permeability coefficient, %	31	31	21	25	26	23	23	16

( $F_i$ ), после чего  $H_i$  может быть рассчитано по следующей инженерной формуле [18], учитывающей климатическое значение плотности и высоты снежного покрова ( $F_i$  и  $H_i$  – в метрах):

$$H_i = 9,46F_i + 0,15. \quad (1)$$

#### МОРФОМЕТРИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОРОСИСТЫХ ОБРАЗОВАНИЙ НА АКВАТОРИИ ОБСКОЙ ГУБЫ

Определение морфометрических характеристик торосистых образований, наблюдавшихся на рассматриваемой акватории в ледовый сезон 2019/20 г., выполнялось вдоль фиксированных профилей, схема расположения которых приведена на рис. 6.

В целях определения морфометрических характеристик торосистых образований по вышеописанной методике было сгенерировано 52 композитных изображения по результатам космической съемки в режиме IW с ИСЗ Sentinel-1, выполненной в ледовый сезон 2019/20 г. По данным каждого из них для всех профилей локального мониторинга (рис. 6) выполнялась идентификация торосов и поясов торосов, пересекаемых соответствующим профилем, определялось количество торосов, расстояние между ними и их ширина вдоль профиля. Результаты обобщения по всем снимкам значений морфометрических характеристик торосистых образований, идентифицированных

на ледяном покрове центральной части акватории Обской губы, приведены в табл.

Из анализа приведенных в табл. данных следует, что средняя ширина одиночных торосов составляла 38 м, а средняя (по всем профилям) максимальная достигала 164 м. Эти значения близки к результатам натуральных измерений, выполненных в прошлые десятилетия при проведении инженерных изысканий.

Среднее расстояние между одиночными грядами торосов – 135 м, а максимальное – 4,3 км.

Проведенные исследования также показали, что наличие поясов торосов – характерная черта ледяного покрова центральной части Обской губы. Средняя ширина этих форм составляла 266 м,

а средняя максимальная – 2,3 км. Как правило, идентифицированные пояса торосов представляли собой нагромождения взломанного льда в виде 6–7 близко расположенных гряд и располагались в среднем на расстоянии около 1,5 км друг от друга.

Коэффициент проходимости (выраженный в процентах отношение общей длины деформированного льда ко всей длине соответствующего профиля) для профилей 1 и 2 составил 31 %, тогда как для профиля 8 – всего 16 %. Полученное расхождение в значениях данного параметра отражает разную степень интенсивности процессов торосообразования в различных районах центральной части акватории Обской губы.

Средние максимальные высоты парусов торосов на рассматриваемой территории определялись с помощью наложения альтиметрического трека, т. е. геолокализированных данных измерений высоты рельефа ледяного покрова, полученных с помощью лидара ATLAS [7], на геопривязанную схему системы торосистых образований, созданную с применением специальных алгоритмов, разработанных специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ», на основе соответствующего композитного спутникового изображения, сгенерированного по результатам съемки с ИСЗ Sentinel-1 [6] (рис. 7).

Проведенные расчеты позволили установить, что в феврале в центральной части акватории Обской губы максимальное измеренное значение высоты паруса составило 2,2 м. Такой торос располагался в районе месторождения Каменномысское–море. Высота 20 самых крупных выявленных форм достигала в основном около 1,3 м.

В марте максимальное измеренное значение высоты паруса составило 2,32 м, а средние величины – около 1,7 м у ямальского берега и 1,3 м у тазовского. Следует отметить, что 20 марта у тороса, который располагался непосред-

ственно на профиле 4, средняя высота поверхностной части достигала 2,05 м. Всего в указанном месяце было идентифицировано 33 объекта со значительной высотой паруса.

В апреле, по-видимому, произошло весеннее сглаживание гребней торосов. Максимальная измеренная высота паруса составила около 1,9 м, а средняя не превышала 1,2 м. В апреле было выявлено 22 тороса со значительной высотой паруса.

Данные альтиметрической съемки за 20 марта и 10 апреля 2020 г. также применялись для определения толщины льда. Она вычислялась по формуле (1) с использованием значений возвышения ровного льда у границы разводьев. На рис. 8 приведен фрагмент композитного изображения за 20 марта. На нем черным цветом выделены разводья и приведены пункты (ТЛ-1 – ТЛ-4), в которых по данным альтиметрических треков (линии зеленоватых оттенков) определялись значения возвышения льда.

По результатам альтиметрической съемки за указанную дату толщина ровного льда в пункте ТЛ-1 достигала 185 см, в пункте ТЛ-2 – 166 см, а в пунктах ТЛ-3 и ТЛ-4 – 119 см. Значения, полученные для пунктов ТЛ-3 и ТЛ-4, хорошо согласуются с величинами, рассчитанными по данным наблюдений за температурой воздуха. Поэтому, учитывая, что пункты ТЛ-1 и ТЛ-2 расположены на небольших (протяженностью менее 1 км) полях преимущественно ровного льда, которые ограничены поясами торосов, можно полагать наличие здесь наслоенного льда.

Альтиметрический трек за 20 марта также пересекает разводье в южной части Обской губы около профиля 4. Выполненные расчеты показали, что толщина ледяного покрова здесь достигала 119 см. Альтиметрический трек, полученный 10 апреля, пролегал в 8 км к юго-востоку от пункта ТЛ-3. В результате обработки его данных установлено, что толщина ледяного покрова в районе Северо-

Каменномысского месторождения составляла от 147 до 185 см, а в южной части Обской губы около профиля 4 – 175 см. По-видимому, эти измерения относятся к толщине наслоенного льда.

Следует отметить, что значения высот парусов торосов и толщин ровного льда, рассчитанные по спутниковой альтиметрии, хорошо согласуются с натурными измерениями, выполненными в ходе инженерных изысканий в прошлые десятилетия.

## ВЫВОДЫ

Таким образом, установлено, что свободно распространяемые данные космосъемки с ИСЗ Sentinel-1 (радиолокационные данные) и ICESat-2 (данные лазерного альтиметра) могут быть эффективно использованы для проведения дистанционного мониторинга состояния поверхности замерзающих акваторий. На примере центральной части Обской губы продемонстрирована усовершенствованная методология обработки РСА-снимков, позволяющая выполнять построение высокодетальных изображений ледяного покрова с возможностью надежной идентификации различных его элементов. Предложена методически обоснованная схема выполнения статистического анализа восстановленных по космоснимкам данных о высотных отметках ледяного покрова. В частности, по результатам мониторинга в центральной части Обской губы в ледовый сезон 2019/20 г. определены параметры пространственного расположения торосистых образований, характерные (1,2–1,7 м) и максимальные из наблюдаемых (2,3 м) значения высоты паруса торосов, произведены оценочные расчеты толщины льда. Полученные результаты могут служить первичной информацией для планирования транспортных и других операций на поверхности ледяного покрова Обской губы при эксплуатации морских нефтегазопромысловых сооружений, планируемых к размещению на данной акватории. ■



#### ЛИТЕРАТУРА

- ГОСТ Р 58114–2018. Нефтяная и газовая промышленность. Арктические операции. Управление ледовой обстановкой. Мониторинг ледовой обстановки [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200159088> (дата обращения: 15.04.2021).
- Номенклатура ВМО по морскому льду. Т. I. Терминология. Т. II. Иллюстрированный словарь. Т. III. Международная система символов. ВМО/ОММ/ВМО. № 259. Женева: Секретариат ВМО, 1970–2004.
- В просторах Обской губы // DRIVE2.RU: сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.drive2.ru/l/559678357646608095/> (дата обращения: 15.04.2021).
- Sentinel // ESA: официальный сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://sentinel.esa.int> (дата обращения: 15.04.2021).
- ICESat-2 // NASA: официальный сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://icesat-2.gsfc.nasa.gov> (дата обращения: 15.04.2021).
- Copernicus Open Access Hub // ESA: официальный сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://scihub.copernicus.eu/dhus> (дата обращения: 15.04.2021).
- ICESat-2 // National Snow and Ice Data Center: официальный сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://nsidc.org/data/icesat-2> (дата обращения: 15.04.2021).
- Захарова Л.Н., Захаров А.И., Сорочинский М.В. Радиофизические исследования характеристик морских льдов методами радарной поляриметрии // Журнал радиоэлектроники. 2017. № 2 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://jre.cplire.ru/jre/feb17/1/text.pdf> (дата обращения: 15.04.2021).
- Falkingham J.C. Global satellite observation requirements for floating ice focusing on synthetic aperture radar: Contract report for Environment Canada [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://globalcryospherewatch.org/satellites/docs/PSTG-4\\_Doc\\_08-04\\_GlobSatObsReq-FloatingIce.pdf](https://globalcryospherewatch.org/satellites/docs/PSTG-4_Doc_08-04_GlobSatObsReq-FloatingIce.pdf) (дата обращения: 15.04.2021).
- Onstott R.G., Shuchman R.A. Chapter 3. SAR measurements of sea ice / C.R. Jackson, J.R. Apel // Synthetic Aperture Radar Marine User's Manual. Washington, DC, USA: NOAA, 2004. P. 81–116.
- Drinkwater M.R., Kwok R., Winebrenner D.P., Rignot E. Multifrequency polarimetric synthetic aperture radar observations of sea ice // J. Geophys. Res.: Oceans. 1991. Vol. 96. No. C11. P. 20679–20698. DOI: 10.1029/91JC01915.
- Nghiem S.V., Kwok R., Yueh S.H., Drinkwater M.R. Polarimetric signatures of sea ice: 2. Experimental observations // J. Geophys. Res.: Oceans. 1995. Vol. 100. No. C7. P. 13681–13698. DOI: 10.1029/95JC00938.
- Geldsetzer T., Yackel J.J. Sea ice type and open water discrimination using dual co-polarized C-band SAR // Can. J. Remote Sens. 2009. Vol. 35. No. 1. P. 73–84. DOI: 10.5589/m08-075.
- STEP – Scientific Toolbox Exploitation Platform // ESA: официальный сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://step.esa.int> (дата обращения: 15.04.2021).
- Zakhvatkina N., Korosov A., Muckenhuber S., et al. Operational algorithm for ice-water classification on dual-polarized RADARSAT-2 images // The Cryosphere. 2017. Vol. 11. P. 33–46. DOI: 10.5194/tc-11-33-2017.
- Чумаков М.М., Лужкова К.В. Определение характеристик ледяного покрова на акваториях западной части Карского моря и Обско-Тазовского региона по радиолокационным и спектрорадиометрическим данным дистанционного зондирования Земли // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2013. № 3 (14). С. 113–118.
- Наумов М.А., Онищенко Д.А., Чумаков М.М. Идентификация зимних подвижек припая и разработка расчетного сценария воздействия примерзших ледяных полей на морскую платформу для условий Обской губы // Труды IV международной конференции ROOGD-2012. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. С. 480–493.
- Alexandrov V., Sandven S., Wahlin J., Johannessen O.M. The relation between sea ice thickness and freeboard in the Arctic // The Cryosphere. 2010. Vol. 4. No. 3. P. 373–380. DOI: 10.5194/tc-4-373-2010.

#### REFERENCES

- Federal Agency on Technical Regulating and Metrology. *GOST R 58114–2018 (state standard). Petroleum and natural gas industry. Arctic operations. Ice management. Ice monitoring*. Available from: <https://docs.cntd.ru/document/1200159088> [Accessed: 15 April 2021]. (In Russian)
- WMO. WMO/OMM/BMO No. 259. *WMO Sea-Ice Nomenclature. Terminology – Volume I. Illustrated Glossary – Volume II. International System of Sea-Ice Symbols – Volume III*. Geneva: WMO Secretariat; 1970–2004.
- DRIVE2.RU. *In the Gulf of Ob wifes*. Available from: <https://www.drive2.ru/l/559678357646608095/> [Accessed: 15 April 2021]. (In Russian)
- ESA. *Sentinel*. Available from: <https://sentinel.esa.int> [Accessed: 15 April 2021].
- NASA. *ICESat-2*. Available from: <https://icesat-2.gsfc.nasa.gov> [Accessed: 15 April 2021].
- ESA. *Copernicus Open Access Hub*. Available from: <https://scihub.copernicus.eu/dhus> [Accessed: 15 April 2021].
- NSIDC. *ICESat-2*. Available from: <https://nsidc.org/data/icesat-2> [Accessed: 15 April 2021].
- Zakharova LN, Zakharov AI, Sorochinskii MW. Radiophysical studies of sea ice properties by means of radar polarimetry technique. *Journal of Radio Electronics* [Zhurnal radioelektroniki]. 2017; (2). Available from: <http://jre.cplire.ru/jre/feb17/1/text.pdf> [Accessed: 15 April 2021]. (In Russian)
- Falkingham J.C. *Global satellite observation requirements for floating ice focusing on synthetic aperture radar: Contract report for Environment Canada*. Available from: [https://globalcryospherewatch.org/satellites/docs/PSTG-4\\_Doc\\_08-04\\_GlobSatObsReq-FloatingIce.pdf](https://globalcryospherewatch.org/satellites/docs/PSTG-4_Doc_08-04_GlobSatObsReq-FloatingIce.pdf) [Accessed: 15 April 2021].
- Onstott RG, Shuchman RA. SAR measurements of sea ice. In: Jackson CR, Apel JR (eds.) *Synthetic Aperture Radar Marine User's Manual*. Washington, DC, USA: NOAA; 2004. p. 81–116.
- Drinkwater MR, Kwok R, Winebrenner DP, Rignot E. Multifrequency polarimetric synthetic aperture radar observations of sea ice. *J. Geophys. Res.: Oceans*. 1991; 96(C11): 20679–20698.
- Nghiem SV, Kwok R, Yueh SH, Drinkwater MR. Polarimetric signatures of sea ice: 2. Experimental observations. *J. Geophys. Res.: Oceans*. 1995; 100(C7): 13681–13698.
- Geldsetzer T, Yackel JJ. Sea ice type and open water discrimination using dual co-polarized C-band SAR. *Can. J. Remote Sens*. 2009; 35(1): 73–84.
- ESA. *STEP – Scientific Toolbox Exploitation Platform*. Available from: <https://step.esa.int> [Accessed: 15 April 2021].
- Zakhvatkina N, Korosov A, Muckenhuber S, Sandven S, Babiker M. Operational algorithm for ice-water classification on dual-polarized RADARSAT-2 images. *The Cryosphere*. 2017; 11(1): 33–46.
- Chumakov MM, Luzhкова KV. Determination of characteristics of ice cover in water areas of western part of Kara Sea and Ob-Tazov region according to radiolocation and spectroradiometric ERS data. *Gas Science Bulletin* [Vesti gazovoy nauki]. 2013; 14(3): 113–118. (In Russian)
- Naumov MA, Onishchenko DA, Chumakov MM. Identification of fast ice winter shearing and developing a design scenario for frozen floe exposure on an offshore platform for the Gulf of Ob conditions. In: *Gazprom VNIIGAZ LLC Proceedings of Russian offshore oil and gas development: Arctic and Far East 2012, 10–11 October 2012, Razvilka settlement, Moscow Oblast, Russia*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ; 2012. p. 480–493. (In Russian)
- Alexandrov V, Sandven S, Wahlin J, Johannessen OM. The relation between sea ice thickness and freeboard in the Arctic. *The Cryosphere*. 2010; 4(3): 373–380.

# О НЕОБХОДИМОСТИ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМ АКУСТИЧЕСКОГО ПОЗИЦИОНИРОВАНИЯ С ДЛИННОЙ И УЛЬТРАКОРОТКОЙ БАЗОЙ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ В ИНТЕРЕСАХ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

УДК 622.276.04+(681.2:534.6.08)

**А.В. Гладилин**, д.т.н., АО «Акустический институт имени академика Н.Н. Андреева» (Москва, Россия), [info@akin.ru](mailto:info@akin.ru)

**Б.Е. Петров**, АО «Акустический институт имени академика Н.Н. Андреева», [info@akin.ru](mailto:info@akin.ru)

**А.С. Тихонов**, к.ф.-м.н., АО «Акустический институт имени академика Н.Н. Андреева», [info@akin.ru](mailto:info@akin.ru)

**А.В. Лобанов**, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, Россия), [Al.Lobanov@adm.gazprom.ru](mailto:Al.Lobanov@adm.gazprom.ru)

Статья посвящена обоснованию необходимости и описанию предпринятых шагов в рамках разработки отечественной единой масштабируемой программно-аппаратной коммуникационно-связанной платформы в целях производства требуемой и достаточной номенклатуры гидроакустического оборудования высокоточного позиционирования для выполнения инженерных, строительных, проектных, регламентных, геолого-разведочных и добычных работ на континентальном шельфе в интересах топливно-энергетического комплекса России.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ШЕЛЬФ, АКУСТИЧЕСКОЕ ПОЗИЦИОНИРОВАНИЕ, ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ, СЕЙСМОРАЗВЕДКА, ДОННАЯ СТАНЦИЯ.

Одна из наиболее важных тенденций современной нефтегазовой промышленности мира – увеличение доли морских месторождений в общем объеме добычи углеводородов. При этом в связи с введением санкций отсутствие отечественного геофизического оборудования создало проблемы по всему спектру работ в шельфовых зонах, в том числе и арктических, – от сейсмической разведки до строительства и эксплуатации объектов инфраструктуры. Особенно остро обстоит ситуация в сфере поставок и обслуживания систем гидроакустического позиционирования как в целях сейсморазведки, так и при выполнении работ на добычных комплексах (сооружаемых и уже обустроенных), метрологического обеспечения, обслуживания морских трубопроводов. Недостаточное количество оборудования указанного типа, отсутствие круглосуточной технической поддержки, доступ-

ности запчастей в нужном месте и в нужное время, невозможность формирования должным образом тщательно обученной и тренированной команды для эксплуатации этих систем ведут к высоким операционным рискам, увеличению времени простоев и в конечном счете – к возникновению вероятности полного сворачивания работ на шельфе, что представляет прямую угрозу экономической безопасности страны.

Комплексы оборудования для гидроакустического позиционирования производятся крупнейшими мировыми геофизическими и приборостроительными компаниями – Kongsberg Gruppen (Норвегия), Sonardyne Group Ltd. (Великобритания), Sercel SA (Франция), iXblue Inc. (США), что обусловлено значительным спросом на данную продукцию и, соответственно, объемами рынка. В частности, к судам, где обязательно применение подобных

систем, относятся: суда снабжения платформ; офшорные суда снабжения; суда обеспечения водолазных работ; суда с буровой установкой и морские мобильные буровые установки; суда для укладки и ремонта кабелей при прокладке, ремонте и обслуживании морских (океанских) линий связи и электропередачи; суда-трубоукладчики; дноуглубительные суда; кран-баржи и плавкраны; суда для насыпания каменной наброски; плавучие установки для добычи, переработки и хранения нефти; суда обеспечения подводных аппаратов с дистанционным управлением и т.д. В связи с бурным развитием робототехники особым и чрезвычайно емким сегментом рынка для систем гидроакустического позиционирования становятся телеуправляемые и автономные необитаемые подводные аппараты. Отдельного упоминания заслуживает применение описываемого оборудования на всех этапах строи-



тельства и эксплуатации подводных добычных комплексов.

Таким образом, сложно переоценить значение высокоточных гидроакустических систем для современного нефтегазового производства и судостроительной промышленности. Поэтому жизненно важно в целях сохранения уже достигнутого и должного развития в будущем организовать производство приборов гидроакустического позиционирования в России с потенциалом выхода продукции на мировой геофизический рынок. Первостепенная задача при этом состоит в совершенствовании технологических компетенций отечественных предприятий и создании устройств с характеристиками как минимум не хуже зарубежных.

#### СОЗДАНИЕ И СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ИСПЫТАНИЯ СИСТЕМЫ АКУСТИЧЕСКОГО ПОЗИЦИОНИРОВАНИЯ ДОННЫХ СЕЙСМОКОС И ДОННЫХ СТАНЦИЙ «ПИКЕТ»

В связи с вышеперечисленными факторами, а также в соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 03.11.2014 г. № 2195-р [1] в Министерстве промышленности и торговли РФ были инициированы мероприятия по импортозамещению и созданию отечественных технологий и оборудования для проектов, реализуемых на российском континентальном шельфе. В целях организации и контроля выполнения данных работ под руководством ПАО «Газпром» сформирована экспертная группа «Технологии и оборудование для шельфовых проектов». В ее состав включены представители ведущих отечественных топливно-энергетических компаний, предприятий, оказывающих сервисные услуги, необходимые для обеспечения работ по разведке и освоению месторождений углеводородного сырья на шельфе, научно-исследовательских учреждений, а также



Рис. 1. Опытный образец системы «Пикет». Источник: АО «АКИН»

разработчики и изготовители оборудования.

В июле – августе 2016 г. Минпромторгом России был объявлен конкурс по направлению «Создание систем позиционирования для буксируемых и донных комплексов» в рамках опытно-конструкторских работ (ОКР) «Местоположение». В составлении технических требований активное участие принимали специалисты ПАО «Газпром» и АО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (АО «МАГЭ»). Они и в дальнейшем сопровождали ход выполнения данной работы.

По итогам конкурса исполнителем стало АО «Акустический институт имени академика Н.Н. Андреева»<sup>1</sup> (АО «АКИН») [2]. Срок завершения работ приходился на декабрь 2017 г. В рамках ОКР «Местоположение» была создана система акустического позиционирования донных сейсмокос и донных станций «Пикет» (далее – система «Пикет»).

В ходе разработки проекта определялись основные технические решения и параметры:

– состав системы позиционирования: маяки-ответчики (далее –

маяки), навешиваемые на донные сейсмокосы и донные станции; гидроакустическая станция, устанавливаемая на обеспечивающем судне; штанга приемника-излучателя гидроакустической станции; система формирования сигналов опроса маяков, сбора и обработки акустической информации, размещаемая на обеспечивающем судне;

– алгоритм опроса маяков, количественные и качественные характеристики используемых акустических сигналов, необходимые для определения координат с заданной точностью.

Кроме того, была проведена оценка акустической мощности маяков и гидроакустических систем, обеспечивающая надежный прием информации в процессе позиционирования.

Рассмотренный в техническом проекте и реализованный в виде макета способ акустического позиционирования донных акустических маяков показал возможность их практического применения, необходимость изготовления опытного образца и проведения натуральных испытаний.

<sup>1</sup> Входит в АО «Концерн «Моринформсистема-Агат» и АО «Корпорация морского приборостроения».



Рис. 2. Исследовательское судно «Акварин». Источник: АО «МАГЭ»

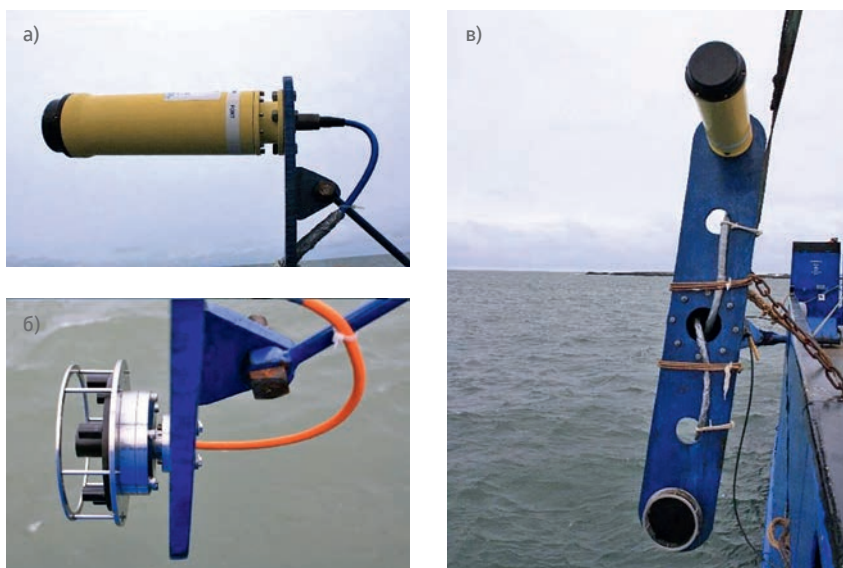


Рис. 3. Гидроакустические антенны: а) Sonardyne Scout USBL; б) «Пикет»; в) их расположение на штанге. Источник: АО «АКИН»



Рис. 4. Постановка маяков «Пикет» и Sonardyne. Источник: АО «АКИН»

По результатам моделирования было установлено, что имеющиеся у АО «АКИН» компетенции [3] позволяют проводить разработку на основе уже апробированных цифровых решений по всему контуру проектирования: от приемопередатчиков антенн, видов сложных сигналов и способов их фильтрации в условиях многолучевого распространения до применения методов прототипирования при совершенствовании конструкции. В ходе планирования системы были заложены возможности ее дальнейшей модернизации, увеличения энергетики и разрешения сигналов позиционирования за счет изменения базы применяемых сигналов и адаптации к различным регионам и условиям работы (см., например, [4, 5]). Наличие в АО «АКИН» одного из лучших в России гидроакустических бассейнов позволяло оперативно проводить проверку и отладку выбранных аппаратных и программных решений.

В 2017 г. в АО «АКИН» был разработан и изготовлен опытный образец системы с длинной базой (от англ. long baseline (LBL)) (рис. 1), включающий надводную станцию позиционирования, подводный модуль, комплект из маяков, оригинальное программное обеспечение (ПО) «Афалина» для управляющего компьютера и встроенное ПО надводной станции и маяков.

В ноябре 2017 г. в Баренцевом море представители АО «АКИН» и АО «МАГЭ» в соответствии с техническим заданием на ОКР проводили натурные испытания опытного образца системы «Пикет» в целях оценки ее работоспособности и эффективности использования во время сейсмоакустических исследований, а также применимости в особых сейсмогеологических и природных условиях шельфовой зоны.

Было задействовано исследовательское судно «Акварин» (рис. 2), принадлежащее АО «МАГЭ», на котором выполнялись расстановка, гидроакустическое позиционирование, сбор и обслуживание



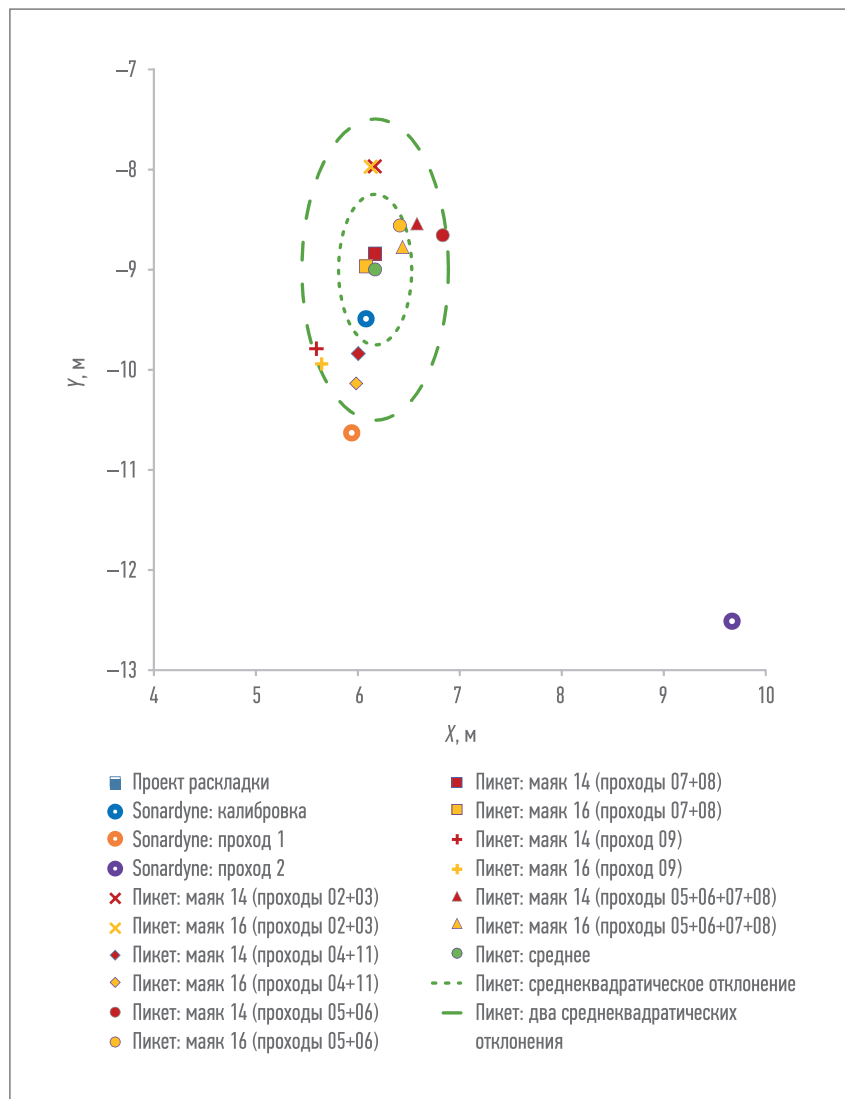


Рис. 5. Расчетные позиции маяков «Пикет» и Sonardyne в начальной точке установки. Источник: АО «АКИН»

оборудования, а также контроль качества и обработка полученных данных.

По приходе в район испытаний на дне на глубине от 40 до 70 м заложили тестовый профиль с 15 опытными маяками с шагом 250 м. В целях определения точностных характеристик системы рядом с каждым опытными маяком располагался маяк Sonardyne, а антенна системы «Пикет» была установлена на двойном фланце совместно с аналогичным прибором Sonardyne Scout USBL на расстоянии 1,3 м друг от друга на штангу, опускаемую на 5 м ниже поверхности моря (рис. 3, 4). В начале профиля размещались калибровочный маяк

Sonardyne и связка из двух опытных маяков «Пикет». Затем измерялся профиль скорости звука в воде для учета в ПО обеих систем.

В ходе испытаний была проведена калибровка системы Sonardyne и выполнено два прохода вдоль тестового профиля с опросом ее маяков (в прямом и обратном направлениях, практически над профилем). По результатам каждого в ПО HydroPos PostProcessing (Sonardyne Group Ltd.) проводилось определение координат маяков Sonardyne. Затем калибровалась система «Пикет» и делалось несколько проходов со скоростью от 3 до 4 уз. (от 1,54 до 2,06 м/с) вдоль тестового профиля с двух сторон

с опросом ее маяков на траверзных расстояниях 100, 150 и 300 м. По результатам определялось местоположение маяков «Пикет» в ПО «Афалина».

Для наглядного сравнения на рис. 5 [6] отображены расчетные координаты маяков в начале профиля (одного маяка Sonardyne и двух опытных маяков «Пикет»). Дополнительно показан эллипс, описывающий позиции датчиков «Пикет», вычисленные по данным различных проходов. Видно, что расчетные координаты маяка Sonardyne удалены от центра эллипса: по результатам калибровки – на 0,5 м, 1-го прохода – на 1,5 м, 2-го прохода – на 5,0 м. Очевидно, наиболее достоверно вычисленное положение маяка Sonardyne получено в результате калибровки. Отклонение от него расчетных позиций маяков «Пикет» составляет не более 1,2 м, а по результатам разных проходов не превышает 2,2 м. Это значительно меньше аналогичного показателя для конструкции Sonardyne (5,0 м). В остальных точках профиля сходимость координат, определенных разными системами, составила в среднем 1,8 м.

Таким образом, в целом опытный образец системы «Пикет» успешно прошел тестовые исследования: его точность позиционирования признана сопоставимой с точностью Sonardyne.

#### КОММЕРЦИАЛИЗАЦИЯ ВЫПУСКА СИСТЕМ АКУСТИЧЕСКОГО ПОЗИЦИОНИРОВАНИЯ АО «АКИН»

С учетом сложившейся ситуации – полного отсутствия отечественных систем акустического позиционирования для сейсморазведки – была поставлена задача не только создания конкурентоспособного образца (на замену ныне используемого импортного оборудования), но и налаживания его массового серийного выпуска в целях коммерциализации проекта в кратчайшие сроки. Для этого к уже имеющемуся у АО «АКИН» опыту требовалось добавить технологию, обеспечивающую:

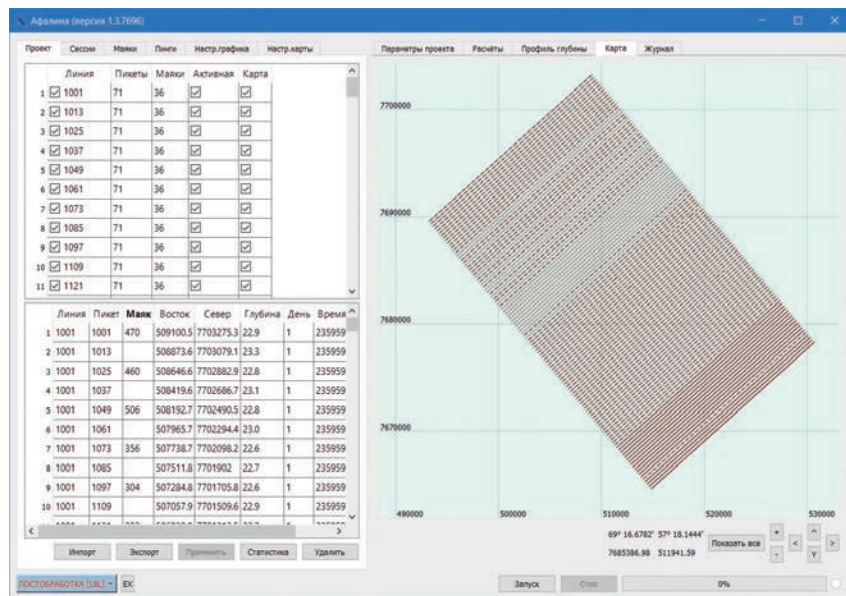


Рис. 6. Проект раскладки линий для проведения морских сейсморазведочных работ с донными станциями «Пикет» в Печорском море в окне ПО «Афалина». Источник: АО «АКИН»

- массовый выпуск продукта, который должен производиться не десятками и сотнями, а тысячами штук в рамках одного контракта;
- соблюдение сроков (с учетом сезонности полевых работ, а также сроков завершения по ним тендерных процедур, как правило, в начале года, цикл производства должен укладываться в короткие интервалы времени, желательно в 3–5 мес.);
- методику отладки специального ПО в части интегрирования и сопряжения с различными судовыми навигационными системами, а также пользовательского



Рис. 7. Станция позиционирования USBL «Пикет». Источник: АО «АКИН»

интерфейса в условиях отсутствия сертифицированных симуляторов. Доводить эти элементы в лабораторных условиях возможно до некоторой базовой составляющей, предполагающей развитие и адаптацию ПО в процессе выполнения проекта;

- коммерческую привлекательность (желательно, чтобы цена системы на начальном этапе была заметно ниже импортного аналога).

В декабре 2017 г., сразу же по завершении ОКР, был представлен план мероприятий по подготовке серийного производства, который включал изготовление ряда пресс-форм для литья корпусов маяков на термопластавтоматах, разработку документации, автоматизированного стенда для 100%-ного входного контроля электронных плат и заливки ПО, стенда для калибровки датчиков глубины. Это в конечном итоге позволило выпускать тысячи экземпляров в течение нескольких рабочих смен. Входной и финишный контроль занимал 2–3 мин в расчете на один маяк.

Параллельно с этими подготовительными мероприятиями проходили переговоры с потенциальными потребителями раз-

рабатываемой системы. В апреле и мае 2018 г. для выполнения сейсморазведочных 3D-работ методом общей глубинной точки в пределах Приразломного нефтяного месторождения в акватории Баренцева (Печорского) моря с применением донного регистрирующего оборудования АО «МАГЭ» заключило ряд договоров на поставку 2600 гидроакустических маяков и двух станций позиционирования «Пикет» с установленным ПО, а уже в июле 2018 г. заказ был полностью выполнен.

Приобретенное оборудование эксплуатировалось АО «МАГЭ» в Печорском море при реализации крупнейшего в 2018 г. проекта. Это позволило обеспечить успешное проведение морских сейсморазведочных работ с донными станциями на участке площадью 425 км<sup>2</sup> (рис. 6) [7].

В течение всего времени выполнения проекта (5 мес.) специалисты АО «АКИН» осуществляли техническое сопровождение в онлайн-режиме 24/7. Был организован постоянно действующий интернет-канал, позволяющий оперативно реагировать на возникающие вопросы и пожелания. Например, в начале эксплуатации при некоторых условиях стали появляться регулярные ошибки определения



Рис. 8. Стенд контроля параметров гидроакустических маяков. Источник: АО «АКИН»





Рис. 9. Акустический сканер маяков.  
Источник: АО «АКИН»

дистанции. Разобраться в ситуации удалось с помощью предусмотренной в системе уникальной возможности записи «сырых» данных непосредственно с приемников антенны в процессе опроса маяков. Полученные сведения сразу передавались по интернет-каналу разработчикам системы, которые провели глубокий анализ структуры акустического сигнала и оптимизировали алгоритм обработки до автоматического реагирования на изменяющиеся гидрологические условия. В результате постоянного диалога с заказчиком совершенствовался функционал и пользовательский интерфейс ПО «Афалина». Появились гибкие настройки состава отображаемой информации в таблицах, на графиках и карте; были добавлены различные вспомогательные инструменты (ручной отсев «плохих» ответов, сбор и просмотр статистики опроса по маякам и линиям и многое другое). В конечном итоге работа в онлайн-режиме в удаленном доступе превратилась в оригинальную методику адаптации ПО управляющего компьютера в ходе выполнения проекта [8].

В 2019 г. было решено расширить продуктовую линейку системы «Пикет», разработав:

- станцию позиционирования с ультракороткой базой (от англ. ultra-short baseline (USBL)) (рис. 7) для контроля раскладки (спуска) донного оборудования в реальном времени в заданном коридоре;
- стенд контроля параметров маяков для проверки их работоспособности в предполевой период (рис. 8);

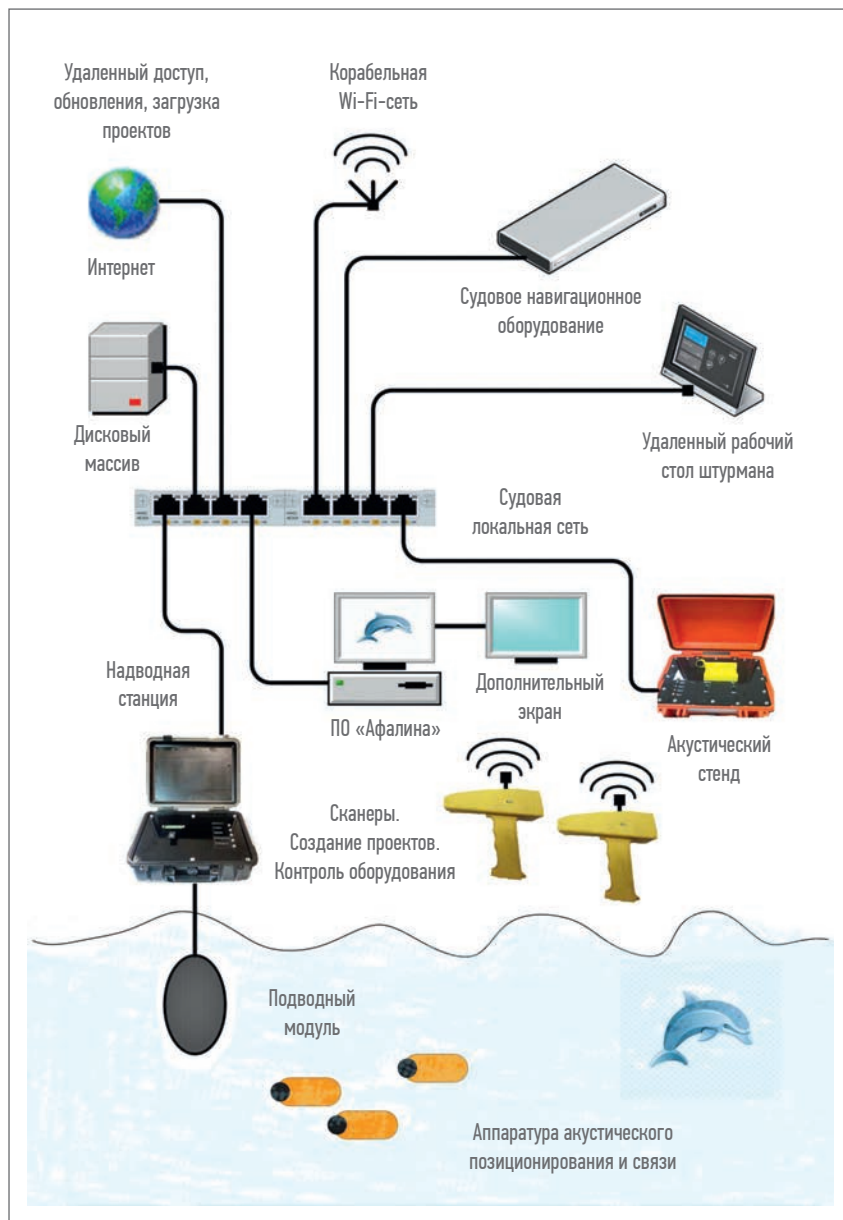


Рис. 10. Схема использования системы «Пикет». Источник: АО «АКИН»

– акустический сканер для оперативного считывания номера маяка непосредственно в процессе раскладки и передачи этой информации в управляющий компьютер (рис. 9).

В 2019 г. АО «АКИН» заключило ряд договоров с АО «МАГЭ» и ООО «ТНГ-Групп» на поставку трех станций позиционирования USBL, двух станций LBL, четырех стендов контроля маяков, пяти акустических сканеров и 900 маяков. Помимо заказа нового оборудования в рамках договоров были проработаны замечания по резуль-

татам эксплуатации 2018 г., в частности модифицировано встроенное ПО станций позиционирования, изготовленных ранее (в 2018 г.), что позволило увеличить время автономной работы маяка до 1 года.

Весной 2019 г. состоялись испытания станции позиционирования USBL, а также усовершенствованного ПО станции позиционирования LBL и маяков.

В период с июня по октябрь 2019 г. поставленные приборы успешно эксплуатировались АО «МАГЭ» в Охотском море при проведении морских сейсморазведочных



Рис. 11. Донные станции с установленными гидроакустическими маяками перед их раскладкой. Источник: АО «МАГЭ»

3D-работ в объеме более 400 км<sup>2</sup> [9]. Размещение донного оборудования осуществлялось двумя судами-раскладчиками, снабженными системой динамического позиционирования DP2 и станциями позиционирования USBL «Пикет» (рис. 10, 11). ООО «ТНГ-Групп» использовало оборудование АО «АКИН» при проведении в 2019–2020 гг. сейсморазведки на Тасийском лицензионном участке (Обская губа Карского моря).

В 2020 г. АО «АКИН» расширило продуктовую линейку «Пикет». Следует отметить, что из всех компаний-разработчиков, участвующих в программе импортозамещения Минпромторга России, именно АО «АКИН» стало первой организацией, которая не только довела опытный образец, созданный в рамках ОКР, до серийного изделия (система «Пикет») и вывела его на коммерческий рынок, но и получила заказ на новую модификацию от частной сервисной компании [10].

#### О РАЗВИТИИ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЕДИНОЙ МАСШТАБИРУЕМОЙ ПРОГРАММНО-АППАРАТНОЙ ПЛАТФОРМЫ АКУСТИЧЕСКОГО ПОЗИЦИОНИРОВАНИЯ

Таким образом, благодаря поддержке федеральной целевой программы и ПАО «Газпром» в короткие сроки была разработана, испытана

и успешно внедрена в серийное производство отечественная система акустического позиционирования донных сейсмокос и донных станций, которая получила название «Пикет», не уступающая по характеристикам зарубежным приборам, лидирующим на мировом рынке.

В то же время данная система предназначена именно для проведения сейсмических работ и в существующем виде не может быть напрямую применена для использования в высокоточных (< 0,2 м) системах динамического позиционирования, например на судах, строящихся в интересах ПАО «Газпром» на судостроительном комплексе «Звезда». Здесь следует отметить, что одно из главных конкурентных преимуществ зарубежного оборудования подводного высокоточного позиционирования – всеобъемлющий охват ими задач различного направления и условий применения. Так, компания Kongsberg Gruppen предлагает потребителям две различные линейки: семейства HiPAP и µPAP – соответственно высокоточных и портативных акустических систем позиционирования. В свою очередь, HiPAP [11] включает пять основных модификаций (от модели HiPAP 102 до HiPAP 502) с различными характеристиками дальности и точности. Кроме того,

в эту линейку входит целое семейство донных и подвижных транспондеров «три в одном»: маяки для позиционирования в режиме USBL, транспондеры LBL, акустические модемы с возможностями использования одновременно до 500 объектов позиционирования в общей рабочей зоне. Еще один аспект, обуславливающий необходимость выхода создаваемых российских систем на внешний рынок, – сравнительно малый объем внутреннего потребления данной продукции.

В связи с изложенным технические требования на разрабатываемое оборудование и комплексы должны соответствовать техническим требованиям на аналогичные современные импортные приборы. Представляется необходимым в рамках ОКР при государственной поддержке осуществить планирование и выбор вариантов построения системы и алгоритмов организации подводного информационного обмена в многопользовательском режиме, сформировать набор взаимонезависимых (ортогональных в пространственно-временной и частотной области) сигналов, применяемых в измерительных комплексах и телеметрии, обеспечить гидроакустическую совместимость выбранных сигналов и алгоритмов кодирования и декодирования, а также возможность масштабирования выбранных решений.

Далее на основе методов тематического моделирования следует обосновать оптимальный вариант для составных частей системы за счет сравнительной оценки различных способов создания унифицированной аппаратно-программной платформы. Затем необходимо разработать экспериментальные образцы гидроакустического оборудования в соответствии с выбранной конфигурацией в формфакторе унифицированных корпусов.

С учетом анализа существующих технических решений и опыта проектирования судов представ-



ляется актуальной первоочередная разработка унифицированной аппаратно-программной платформы на основе унифицированного конструкторского стандарта, состоящей из следующих базовых элементов:

- станция позиционирования USBL с дальностью действия до 1000 м;
- станция позиционирования USBL с дальностью действия до 3000 м;
- станция позиционирования LBL с дальностью действия не менее 2000 м;
- подводный модуль-транспондер + акустический модем + маяк с дальностью действия не менее 2000 м;
- подводный модуль-респондер с дальностью действия не менее 2000 м;
- стенды входного и финишного контроля при производстве и оперативном контроле оборудования в процессе эксплуатации;
- аппаратура гидроакустической связи и передачи данных с водолазами и станцией позиционирования;
- программы для ЭВМ, предназначенные для формирования и дешифрования сигналов модемной посылки и встраиваемые в транспондер и базовую станцию; юстировки приемо-передающего

тракта транспондера; взаимодействия базовых станций USBL и LBL с управляющим компьютером;

- встраиваемые программы для транспондера, реализующие стек акустических протоколов как транспортного, так и логического уровня;
- программы, реализующие пользовательский интерфейс, обработку данных, интеграцию с судовыми навигационными системами.

В процессе реализации унифицированной аппаратно-программной платформы необходимо использовать модульный масштабируемый формат разработки, сопровождения, модернизации оборудования и программного кода.

Представляется также наиболее целесообразным осуществлять все мероприятия (разработку, испытания и доводку создаваемого оборудования) при методическом и экспертном участии (под контролем) специалистов ПАО «Газпром».

Стоит отметить, что необходимость описанного развития российских технологий акустического позиционирования поддержана ФКУ «Дирекция госзаказчика программ развития морского транспорта» Федерального агентства морского и речного транспорта, АО «Росгеология», АО «МАГЭ».

Научно-координационным советом Минпромторга России в рамках государственной программы РФ «Развитие судостроения и техники для освоения шельфовых месторождений» одобрены соответствующие предложения по выполнению ОКР (шифр «Коммуникация») для проведения конкурса по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам.

Осуществление представленного плана мероприятий – единственный надежный способ противодействия санкционной политике, ставящей серьезные препятствия развитию отечественного судостроения и топливно-энергетического комплекса, а полученные результаты могут широко использоваться в практике строительства российских судов с динамическими системами позиционирования [12], а также всеми сервисными компаниями, выполняющими морские работы в интересах держателей лицензионных участков, при прокладке и эксплуатации подводных трубопроводов, создании и эксплуатации морских платформ, подводных добычных комплексов и других объектов морской нефтегазовой инфраструктуры. Создание высокоточных систем гидроакустического позиционирования – важнейшая технологическая ниша, которую Россия может и должна занять. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Правительство Российской Федерации. Распоряжение № 2195-р от 03.11.2014 г. Об утверждении плана мероприятий по снижению зависимости российского топливно-энергетического комплекса от импорта оборудования, технических устройств, комплектующих, а также услуг (работ) иностранных компаний, использования иностранного программного обеспечения и развитию нефтегазового комплекса Российской Федерации [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
2. АО «АКИН»: официальный сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.akin.ru (дата обращения: 19.03.2021).
3. Бреховских Л.М., Лысанов Ю.П. Теоретические основы акустики океана. Л.: Гидрометеоиздат, 1982.
4. Костеев Д.А., Салин М.Б. Акустическое позиционирование (модельный эксперимент) // Труды XXII научной конференции по радиофизике, посвященной 100-летию Нижегородской радиолоборатории. Нижний Новгород: Изд-во Национального исследовательского Нижегородского государственного университета им. Н.И. Лобачевского, 2018. С. 434–437.
5. Моргунов Ю.Н., Голов А.А., Каменев С.И., Матвиенко Ю.В. Средства и методы гидролого-акустического обеспечения высокоточного позиционирования подводных объектов на больших дальностях // Акустический журнал. 2019. Т. 65. № 6. С. 793–798. DOI: 10.1134/S032079191906011X.
6. Петров Б.Е., Абрамович В.П., Кромин А.Ю. и др. Пояснительная записка по результатам проведения ОКР «Местоположение» [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
7. Казанин Г.С., Казанин А.Г., Макаров Е.С. и др. Российское геофизическое оборудование для шельфа // Neftegaz.RU. 2019. № 1 (85). С. 78–80.
8. Смирнов В.А., Скворцова Н.Н., Конечков Е.М. и др. Программный комплекс для позиционирования акустических донных систем // Системы и средства информатики. 2020. Т. 30. № 4. С. 113–123. DOI: 10.14357/08696527200411.
9. Казанин Г.С., Макаров Е.С., Казанин А.Г. и др. Российское оборудование для работы на шельфе // Neftegaz.RU. 2019. № 11 (95). С. 94–97.
10. Гладилин А.В., Петров Б.Е., Абрамович В.П. и др. Разработка и коммерциализация системы акустического позиционирования донных сейсмокос и донных станций «Пикет» // Сб. работ лауреатов международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие топливно-энергетической и добывающей отрасли. М.: Технологии развития, 2020. С. 46–49.
11. Acoustic positioning and communication systems // Kongsberg: официальный сайт [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.kongsberg.com/maritime/products/Acoustics-Positioning-and-Communication (дата обращения: 19.03.2021).
12. РД 51-10-98. Организация службы динамического позиционирования на судах ПАО «Газпром», используемых при освоении морских нефтегазовых месторождений [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.

# РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕНИЯ ПОЛНОАЗИМУТАЛЬНОЙ 3D-СЕЙСМОРАЗВЕДКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ШИРОКОПОЛОСНОГО НЕЛИНЕЙНОГО СВИП-СИГНАЛА НА ХАРАСАВЭЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

УДК 550.834

**В.В. Черепанов**, к.г.-м.н., ООО «Газпром недра» (Москва, Россия), office@nedra.gazprom.ru

**А.П. Жуков**, д.т.н., ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов» (Москва, Россия), info@gds.ru

**И.П. Коротков**, к.т.н., ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», korotkov-ip@rudn.ru

**Е.О. Никонов**, ООО «Газпром недра», e.nikonov@nedra.gazprom.ru

**Д.В. Шуфлинский**, Производственный филиал «Костромагазгеофизика» ООО «Газпром недра» (Кострома, Россия), dv.shufliński@kggf.gazpromgeofizika.ru

**Р.М. Калимулин**, ООО «НПП «Спецгеофизика» (Москва, Россия), renat@gds.ru

Пространственная 3D-сейсморазведка – основной геофизический метод изучения геологического строения осадочного чехла и фундамента нефтегазоносных бассейнов. Масштабные полевые исследования проводятся на обширных территориях лицензионных участков, измеряемых тысячами квадратных километров. Требования к детальности результатов сейсмических съемок, применяемых не только для поиска новых перспективных объектов, но и для максимально точного выделения и описания уже разведанных залежей в целях их оптимальной разработки, постоянно повышаются. Как следствие, все более широко используются новые технологии и методы. Так, в 2020 г. на Харасавэйском газоконденсатном месторождении (Ямало-Ненецкий авт. окр.) специалисты ООО «Газпром недра» спроектировали и провели полноазимутальную 3D-сейсморазведку с применением технологии широкополосного нелинейного свип-сигнала, разработанной в ООО «НПП «Спецгеофизика». Целью этих исследований было уточнение геологического строения и свойств залежей во всем интервале нефтегазоносности, начиная от сеноманских отложений и заканчивая палеозойским фундаментом, залегающим на глубинах более 3000 м.

Основное преимущество примененной технологии состоит в использовании систем управления виброисточниками, позволяющих полностью контролировать излучение зондирующего сигнала в заданной широкой полосе частот (от единиц до сотен Гц), и затем полностью реализуется на этапе специальной обработки для увеличения детальности получаемых изображений и выделяемых на них геологических объектов как по глубине, так и в пространстве.

В статье приводится сравнение с результатами сейсморазведки прошлых лет и демонстрируется кратное увеличение детальности новых данных, которое достигается именно за счет свойств излучаемого сигнала, а не повышения плотности наблюдений. Такой подход позволяет найти баланс между затратами на полевые работы и постоянно повышающимися требованиями к разрешению сейсмического изображения.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ШИРОКОПОЛОСНАЯ ТРЕХМЕРНАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА, СВИП-СИГНАЛ, ВИБРАЦИОННЫЙ ИСТОЧНИК, МЕТОД ВИБРОСЕЙС, СЕЙСМОРАЗВЕДКА ВЫСОКОГО РАЗРЕШЕНИЯ, ОПТИМИЗАЦИЯ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ.

Постоянно растущие требования, предъявляемые к геологоразведке, касаются уровня детальности и надежности геологических моделей, базирующихся на результатах геофизических исследований и прежде всего пространственной сейсмосъемки. В настоящее время

устанавливаются более строгие стандарты уровня разрешения получаемых изображений пластов во всем интервале нефтегазоносной толщи. Сейсморазведка представляет собой активный метод, в котором информация о строении недр извлекается из отклика гео-

логической среды на зондирующий сигнал, от параметров которого во многом зависит итоговый результат. Значительное улучшение качества исследований может быть достигнуто путем применения постоянно совершенствующихся технологий обработки и инверсии



**V.V. Cherepanov**, PhD in Geology and Mineralogy, Gazprom nedra LLC (Moscow, Russia), office@nedra.gazprom.ru

**A.P. Zhukov**, DSc in Engineering, Peoples' Friendship University of Russia (Moscow, Russia), info@gds.ru

**I.P. Korotkov**, PhD in Engineering, Peoples' Friendship University of Russia, korotkov-ip@rudn.ru

**E.O. Nikonov**, Gazprom nedra LLC, e.nikonov@nedra.gazprom.ru

**D.V. Shuflinskiy**, Kostromagazgeofizika branch of Gazprom nedra LLC (Kostroma, Russia),

dv.shuflinskiy@kggf.gazpromgeofizika.ru

**R.M. Kalimulin**, NPP "SPECGEOFIZIKA" Ltd. (research and production company), renat@gds.ru

### The results of a full-azimuth 3D seismic survey using broadband nonlinear sweep technology at Kharasaveyskoe field

Three-dimensional seismic exploration is the primary geophysical method for investigating sedimentary cover geology and petroleum-bearing basin basements. Large-scale surveys are carried out on vast territories of license areas spreading over thousands of square kilometers. Requirements are constantly increasing for seismic survey data resolution: for prospecting purposes and for delineating and characterizing already discovered deposits as precisely as possible to develop them in the best way further. As a result, new instruments and methods are being increasingly used. In 2020, Gazprom nedra LLC designed and performed a full-azimuth 3D seismic survey using broadband nonlinear sweep technology developed by NPP "SPECGEOFIZIKA" Ltd. at Kharasaveyskoe field, Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. The survey aimed to clarify the geology and properties of deposits within the entire pay interval, from Cenomanian deposits down to the Paleozoic basement, which is over 3000 m deep. The main advantage of the technology is using vibration exciter control systems that enable fully driven sounding signal emission within the set broad frequency range (from first ones to hundreds of hertz). This advantage is then fully implemented during the dedicated processing sequence to enhance the resolution of resulting images and features they delineate in depth and lateral dimensions.

The article compares the new results with previous years' seismic data, showing multiplication in new data resolution due to the emitted signal properties, not density increase. Such an approach strikes a balance between the survey costs and constantly increasing requirements for seismic image resolution.

**KEYWORDS:** 3D BROADBAND SEISMIC EXPLORATION, SWEEP, VIBRATION EXCITER, VIBROSEIS METHOD, HIGH RESOLUTION SEISMIC, SEISMIC OPTIMIZATION.

наблюденных данных. Однако даже самые лучшие алгоритмы не позволяют получить изображение высокого разрешения, пока спектр излучаемых сейсмических частот не будет достаточно широким, а соотношение сигнал/помеха в его пределах не достигнет приемлемого уровня. Применение технологии, подробно описанной в [1], предлагает путь улучшения разрешенности и глубинности результатов сейсморазведочных работ. Одновременно происходит и увеличение соотношения сигнал/помеха, уже заложенного в зондирующий свип-сигнал.

#### ТЕХНОЛОГИЯ ШИРОКОПОЛОСНОГО НЕЛИНЕЙНОГО СВИП-СИГНАЛА

Вибрационный источник – признанный инструмент генерации сложных сигналов с частотной и амплитудной модуляцией, широко применяемых при наземных сейсмических съемках. Однако трудность в управлении гидромеханической составляющей вибраторов

в значительной мере ограничивала их способность излучать сигналы заданного вида, особенно в области частот ниже 10 Гц. Масштабные теоретические и опытно-конструкторские работы проводились для создания систем управления как самими виброисточниками, так и сейсмическими исследованиями в целом, а кроме того, для увеличения производительности. Например, основой использованной авторами технологии и ряда других является геофизическая цифровая система управления виброисточниками [2–5]. Она работает в широкополосном режиме, совмещая генерацию низких частот с адаптацией спектра по средним и высоким, заранее увеличивая уровень сигнала на частотах, которые больше всего затухают по мере их прохождения через геологическую среду. Это позволяет впоследствии полностью восстановить весь излучаемый спектр сейсмических колебаний при обработке результатов наблюдений.

На рис. 1 показаны примеры различных сигналов, реализуемых системой управления, использовавшейся для проведения широкополосной сейсморазведки.

Уменьшение усилия воздействия тяжелого вибратора на грунт в начальной части свип-сигналов (рис. 1а, в) позволяет использовать частоты ниже 10 Гц, а изменение длительности задает требуемый уровень излучения. Более высокие частоты характеризуются нелинейной зависимостью «время – частота», полностью определяемой желаемой формой амплитудного спектра (рис. 1б). Новые разработки в рамках описываемой технологии позволяют управлять не только амплитудным, но и фазовым спектром излучаемого свип-сигнала для компенсации фазовой дисперсии разных частот [5].

#### ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЪЕМКИ

Проектирование съемки – неотъемлемый этап 3D-сейсморазведки. Важное требование на данной

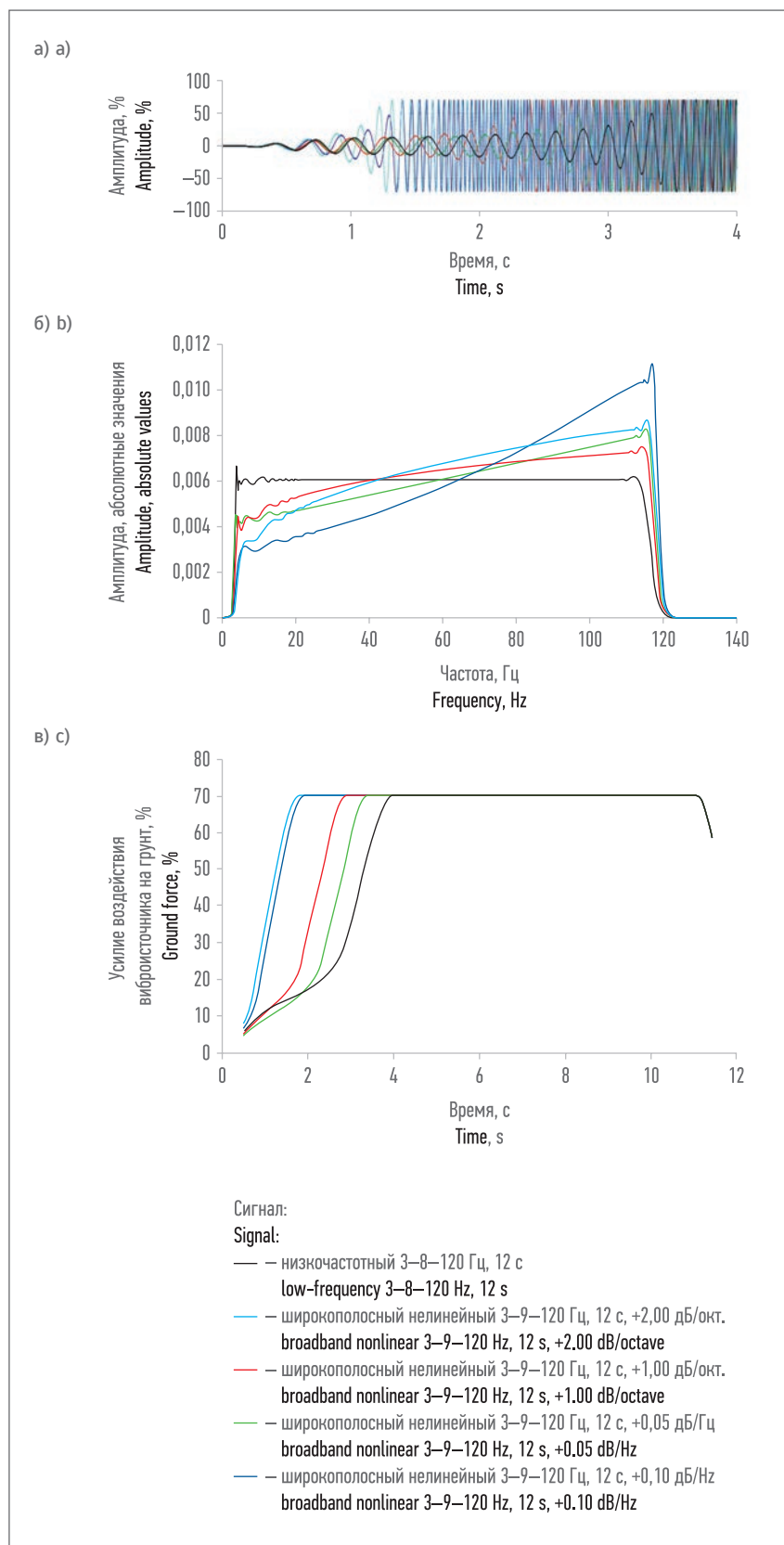


Рис. 1. Примеры: а) трасс низкочастотного и различных широкополосных нелинейных сигналов; б) спектров; в) усилий воздействия виброисточника на грунт [1]  
Fig. 1. Examples: a) of low-frequency and various broadband nonlinear sweep traces; б) of spectra; c) of ground force [1]



Рис. 2. Схема расположения Харасавейского месторождения  
Fig. 2. Kharasaveyskoye field layout

стадии – наличие в получаемых данных информации о направлениях распространения упругих волн. Чем шире диапазон азимутов между источником и приемником (так называемая широкоазимутальность), тем точнее можно определить анизотропию физических свойств в каждой точке среды. Полный учет горизонтальной анизотропии позволяет выявлять и картировать геомеханические параметры пластов [6] для их оптимальной разработки.

На этом этапе специалистам ООО «Газпром недра» удалось решить задачу выполнения требований геолого-технического задания. В результате предпроектных работ по моделированию съемок был предложен вариант полноазимутальной съемки с уменьшением производственных затрат на 15%. Сочетание оптимальной системы наблюдений с широкополосным излучаемым сигналом дало предпосылки для оперативного проведения полевых исследований и максимальной детализации данных съемки при их последующей обработке.



### 3D-СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА ХАРАСАВЭЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3D-сейсморазведка на Харасавэйском месторождении (рис. 2) в его континентальной части охватывала площадь, равную приблизительно 500 км<sup>2</sup>, и осуществлялась в течение 2003–2006 гг. (три полевых сезона, взрывной источник) и в 2020 г. (один полевой сезон, вибрационный источник). Оба этапа полевых наблюдений в целом отражают уровень технического оснащения и производительность сейсмических партий разных десятилетий.

Плотность наблюдений в 2020 г. была увеличена в 10 раз по сравнению с предыдущей съемкой, тем не менее площадь удалось обработать за один полевой сезон, а их кратность составила 336 по сравнению с 35 в 2003–2006 гг. Однако размер пространственного бина оставался в рамках принятого стандарта 25 × 25 м, поскольку уменьшение данного параметра для повышения пространственной детальности сейсморазведки привело бы к экономически

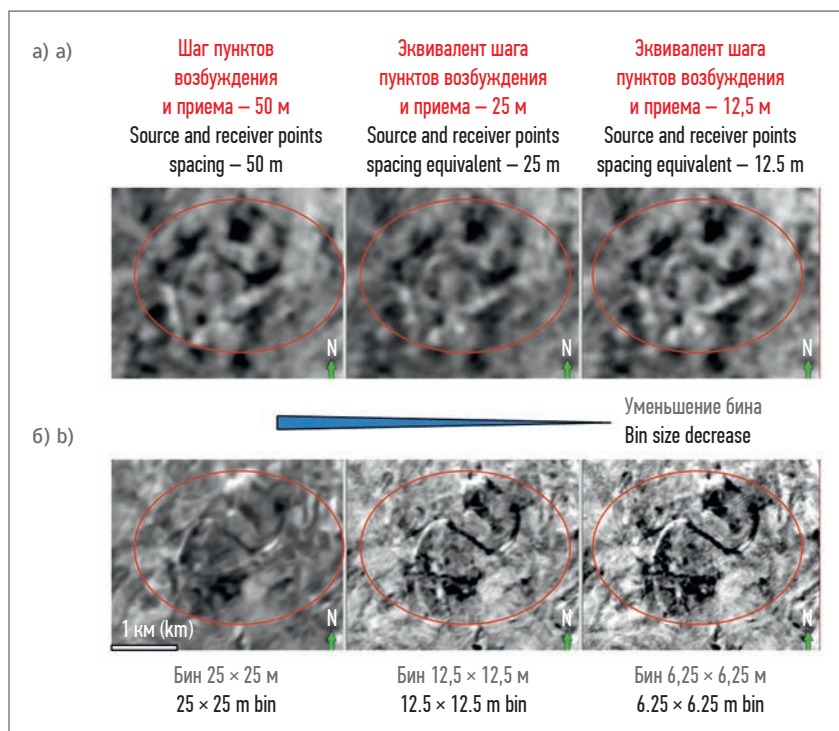


Рис. 3. Изображение палеоруслу в сеноманской залежи Харасавэйского месторождения (показано красным овалом): а) съемка 2003–2006 гг. (уменьшение бина не увеличивает детальность); б) съемка 2020 г. с применением технологии широкополосного нелинейного свип-сигнала (уменьшение бина приводит к кратному увеличению детальности)

Fig. 3. Paleochannel in the Cenomanian deposit of Kharasaveyskoye field (red oval): а) 2003–2006 survey (bin size decrease does not result in resolution increase); б) 2020 survey using broadband nonlinear sweep technology (bin size decrease results in resolution multiplication)

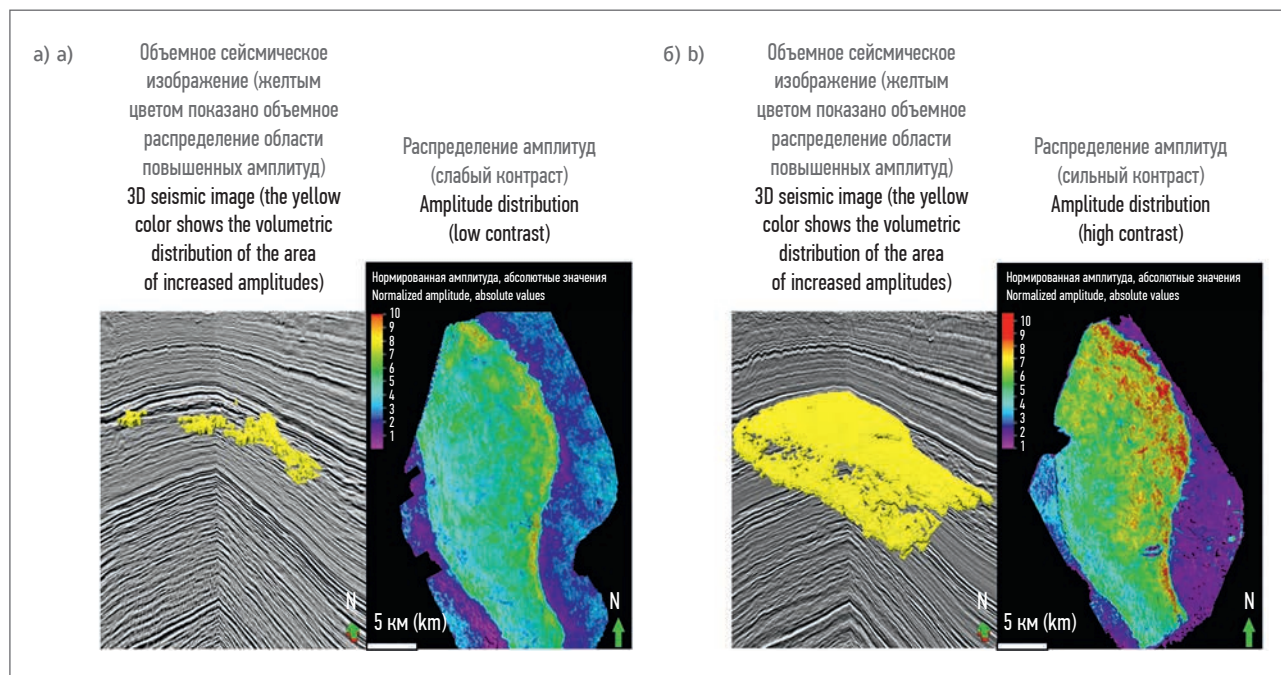


Рис. 4. Объемное сейсмическое изображение и распределение амплитуд в газонасыщенной области сеноманской залежи по результатам съемок: а) 2003–2006 гг.; б) 2020 г.

Fig. 4. 3D seismic image and amplitude distributions within the gas-saturated interval of Cenomanian deposit according to surveys: а) 2003–2006, б) 2020

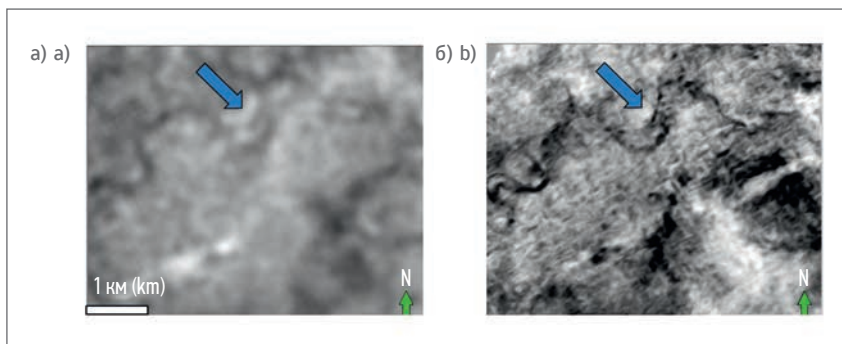


Рис. 5. Сейсмическое изображение меандрирующего палеоруслу (показано синей стрелкой) в отложениях танопчинской свиты для двух съемок с одинаковой приведенной плотностью полевых наблюдений (кратность наблюдений 30, бин  $12,5 \times 12,5$  м), но разным зондирующим сигналом: а) взрыв; б) виброисточник (широкополосный нелинейный свип-сигнал)  
Fig. 5. Seismic image of the meandering paleochannel (indicated by blue arrow) at the Tanopchinskaya formation deposits for two surveys with the same matched acquisition density (acquisition fold – 30, bin –  $12.5 \times 12.5$  m) but different sounding signal: a) explosive; b) vibro source (broadband nonlinear sweep)

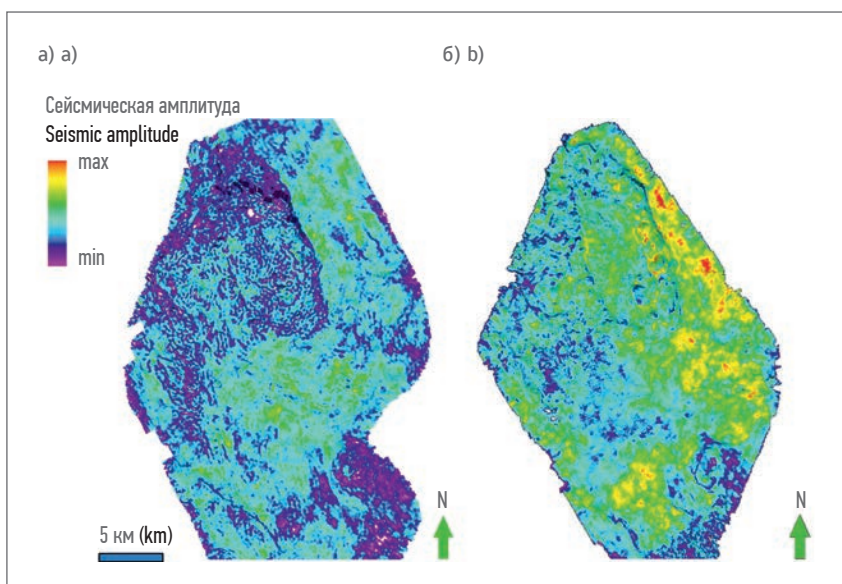


Рис. 6. Строение коры выветривания кровли палеозоя и распределение сейсмических амплитуд по данным съемки: а) 2003–2006 г., б) 2020 г. (технология широкополосного нелинейного свип-сигнала)  
Fig. 6. Paleozoic top's weathering crust structure and seismic amplitude distribution according to the surveys: a) 2003–2006; b) 2020 (broadband nonlinear sweep)

неоправданным расходам на дополнительное оборудование, удлинению сроков реализации проекта и росту затрат на обработку данных. Пространственное разрешение удалось значительно увеличить именно за счет использования широкополосных свойств нелинейного свип-сигнала (как показано на рис. 3), излучаемого группой из четырех 30-тонных вибрационных источников в диапазоне 3–96 Гц.

#### ОБРАБОТКА И ПЕРВИЧНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

В целях демонстрации преимуществ применявшейся современной технологии широкополосного нелинейного свип-сигнала данные старой и новой съемок были обработаны в два этапа:

- полная стандартная обработка с миграцией до суммирования;
- специальная обработка с 5D-регуляризацией, тензорной

фильтрацией и миграцией до суммирования для повышения пространственного разрешения: бины  $25 \times 25$ ;  $12,5 \times 12,5$  и  $6,25 \times 6,25$  м.

Затем проводились первичная интерпретация, выделение геологических объектов и анализ результатов.

Значительный объем полученной информации, количество тестов и применение передовых алгоритмов потребовали применения одного из производительных рейтинговых суперкомпьютеров страны, расположенных в Институте инновационных инженерных технологий Российского университета дружбы народов.

Стандартная обработка данных двух съемок показывает значительное преимущество современной сейсморазведки (2020 г.) при выделении таких важных геологических объектов, как, например, сеноманская залежь (рис. 4), за счет насыщения геологического пространства значительно более широким амплитудно-частотным спектром колебаний.

Специальная обработка проводилась по данным обеих съемок для установления возможности увеличения пространственного разрешения при уменьшении ячейки изображения (бина), параметры которой стандартно определяются как половина расстояния между пунктами приема и возбуждения. В данном случае этот размер изначально составляет  $25 \times 25$  м для каждой из двух съемок. На рис. 3 показан геологический объект (палеоруслу, выделено овалом), расположенный на глубине 730 м, при разных вариантах обработки. В отличие от данных 2003–2006 гг. (рис. 3а), для которых уменьшение бина не приводит к видимому повышению детальности изображения, новый метод демонстрирует ее кратное увеличение (рис. 3б).

Для подтверждения того, что рост пространственного разрешения связан именно со свойствами зондирующего сигнала (а не с плотностью наблюдений), плотность исходных данных современной





съемки была искусственно уменьшена в 10 раз, до полного совпадения с результатами наблюдений 2003–2006 гг.

Как видно из рис. 5, меандрирующее палеорусло на глубине около 1300 м довольно слабо прослеживается на изображении, полученном при использовании взрывного источника, и детально – при применении технологии широкополосного нелинейного свип-сигнала.

Способность повышать детальность выявления геологических объектов и их свойств с помощью технологии широкополосного нелинейного свип-сигнала распространяется на весь нефтегазоносный интервал глубин Харасавэйского месторождения. На рис. 6 показаны карты строения и распределения сейсмических амплитуд коры выветривания кровли палеозойских

отложений (глубина около 3300 м), построенные по данным съемок 2003–2006 гг. (рис. 6а) и 2020 г. (рис. 6б) после обработки по новому методу.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Путем сравнения данных разных лет, приведенных к идентичной плотности, показано, что увеличение детальности изображения геологических объектов во многом обусловлено именно свойствами излучаемого сигнала. Однако повышение плотности и кратности наблюдений все же необходимо для современной сейсморазведки, результаты которой представлены не только одним-единственным кубом изображения, но и их множеством, позволяющим извлекать из сейсмических данных дополнительную важную информацию о геологических структурах

и свойствах резервуаров. Баланс между этими требованиями нужно находить на стадии предпроектных работ, что и было выполнено специалистами ООО «Газпром Недра». Такой подход к планированию позволил сократить производственные затраты на 15 %, а применение широкополосного нелинейного свип-сигнала продемонстрировало значительный прирост геологической информации на сейсмических кубах высокой детальности. Специальная обработка существенно повысила пространственное разрешение, вплоть до 6,25 м, что дало возможность выявить более тонкие особенности объектов. Новые данные позволяют говорить об увеличении детальности построения геологических моделей во всем интервале нефтегазоносности и перспективах оптимизировать разработку месторождений в дальнейшем. В рамках будущих исследований планируется произвести инверсию результатов и расчет кубов фильтрационно-емкостных свойств, выполнить азимутальную обработку широкополосного нелинейного свип-сигнала для вычисления азимутальной анизотропии и составления карт направлений и величин геомеханического стресса в разных геологических интервалах. ■

### ЛИТЕРАТУРА

1. Korotkov I., Zhukov A., Dagaev I., Karpov V. Broadband BROADSWEEP signals and explosive sources in the same 3D seismic acquisition project // Tyumen 2019: conference proceedings. Tyumen: EAGE, 2019. P. 1–5. DOI: 10.3997/2214-4609.201900542.
2. Zhukov A. The adaptive vibroseis technology: Hardware, software, and outcomes // SEG Technical Program Expanded Abstracts. Houston, TX, USA: SEG, 2013. P. 249–253. DOI: 10.1190/segam2013-0542.1.
3. Патент № 2570587 Российская Федерация, МПК G01V 1/00 (2006.01), G01V 1/02 (2006.01). Способ вибрационной сейсморазведки: № 2014142371/28: заявл. 22.10.2014 г.: опубл. 10.12.2015 г. / Гридин П.А., Жуков А.П., Шехтман Г.А.
4. Zhukov A.P., Zhemchugova V.A., Korotkov I.P., Nekrasov I.A. Improving the efficiency of seismic surveys on the basis of various modifications of the adaptive technology of vibroseis // Tyumen 2017: conference proceedings. Tyumen: EAGE, 2017. P. 1–4. DOI: 10.3997/2214-4609.201700131.
5. Korotkov I., Zhukov A. Inverse Q sweep signal for broadband vibroseis acquisition // SEG Technical Program Expanded Abstracts. Houston, TX, USA: SEG, 2020. P. 116–120. DOI: 10.1190/segam2020-3426488.1.
6. Curia D., Veeken P. Estimating rock physical parameters using anisotropic 3D seismic data to characterize unconventional Vaca Muerta oil shale deposits in the Neuquén Basin, western Argentina // First Break. 2019. Vol. 37. No. 11. P. 37–47. DOI: 10.3997/1365-2397.2019036.

### REFERENCES

- (1) Korotkov I, Zhukov A, Dagaev I, Karpov V. Broadband BROADSWEEP signals and explosive sources in the same 3D seismic acquisition project. In: EAGE Tyumen 2019 conference proceedings, 25 March 2019, Tyumen, Russia. Tyumen, Russia: EAGE; 2019. p. 1–5.
- (2) Zhukov A. The adaptive vibroseis technology: Hardware, software, and outcomes. In: SEG Technical Program Expanded Abstracts. Houston, TX, USA: SEG; 2013. p. 249–253.
- (3) Gridin PA, Zhukov AP, Shekhtman GA. Method for vibration seismic survey. RU2570587 (Patent) 2014. (In Russian)
- (4) Zhukov AP, Zhemchugova VA, Korotkov IP, Nekrasov IA. Improving the efficiency of seismic surveys on the basis of various modifications of the adaptive technology of vibroseis. In: EAGE Tyumen 2017 conference proceedings, 27 March 2017, Tyumen, Russia. Tyumen, Russia: EAGE; 2017. p. 1–4.
- (5) Korotkov I, Zhukov A. Inverse Q sweep signal for broadband vibroseis acquisition. In: SEG Technical Program Expanded Abstracts. Houston, TX, USA: SEG; 2020. p. 116–120.
- (6) Curia D, Veeken P. Estimating rock physical parameters using anisotropic 3D seismic data to characterize unconventional Vaca Muerta oil shale deposits in the Neuquén Basin, western Argentina. First Break. 2019; 37(11): 37–47.



# ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ НА РАЗРАБОТКУ ГАЗОВЫХ АКТИВОВ В УСЛОВИЯХ СЛАБОКОНСОЛИДИРОВАННОГО КОЛЛЕКТОРА

УДК 622.279+550.82

**М.Д. Субботин**, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (Тюмень, Россия), mdsbotin@tnnc.rosneft.ru

**В.А. Павлов**, к.т.н., ООО «Тюменский нефтяной научный центр», vapavlov4@tnnc.rosneft.ru

**Д.О. Королев**, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», dokorolev@tnnc.rosneft.ru

**В.А. Морева**, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», vafadeeva@tnnc.rosneft.ru

**В.Н. Абрашов**, АО «Сибнефтегаз» (Новый Уренгой, Россия), vnabrashov@sibng.rosneft.ru

**М.А. Скоробогач**, к.т.н., АО «Сибнефтегаз», maskorobogach@sibng.rosneft.ru

**А.Н. Манторов**, АО «Сибнефтегаз», anmantorov@sibng.rosneft.ru

В данной работе рассмотрено внедрение геомеханического моделирования на примере слабоконсолидированных газонасыщенных отложений пласта ПК<sub>1</sub> Берегового месторождения (Пуровский р-н, Ямало-Ненецкий авт. окр.). Основные проблемы при разработке подобных коллекторов – вынос механических примесей и обводнение эксплуатационных скважин. В то же время при истощении продуктивных газонасыщенных интервалов выявляются осложнения, связанные с формированием несовместимых условий бурения (невозможностью продолжения бурения скважин).

По результатам проведенного геомеханического моделирования удалось определить оптимальную плотность бурового раствора для дальнейших безаварийных работ, а также параметры безопасной депрессии для минимизации рисков пескопроявлений с учетом текущего напряженно-деформированного состояния горных пород.

Дополнительно выполнен прогноз, позволивший установить величину пластового давления, при которой планирование эксплуатационных скважин методом резки боковых стволов с текущей используемой конструкцией будет невозможно ввиду сформированных несовместимых условий бурения (невозможности продолжения бурения скважин).

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** РАЗРАБОТКА ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, СЛАБОКОНСОЛИДИРОВАННЫЙ КОЛЛЕКТОР, БЕЗОПАСНАЯ ДЕПРЕССИЯ, НЕСОВМЕСТИМЫЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ.

В настоящее время одни из стратегических целей ПАО «НК «Роснефть» – это эффективное управление базовой добычей углеводородов, позволяющее снизить темпы ее падения; проведение геолого-технических мероприятий, направленных на восстановление темпов добычи, на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки, а также своевременный ввод крупных проектов, подкрепленных действенными решениями при планировании освоения новых активов.

Для достижения поставленных целей необходимо учитывать возможные риски, связанные со строи-

тельством скважин и их эксплуатацией, в том числе с различными возникающими негативными геомеханическими эффектами. К последним относятся: вынос механических примесей, изменение фильтрационно-емкостных свойств при добыче, нарушение целостности пласта-коллектора, а также конструкций и систем заканчивания скважин (рис. 1).

На газовых месторождениях в условиях слабоконсолидированных коллекторов ввиду отсутствия систем поддержания пластового давления подобные процессы наиболее ощутимы и проявляются гораздо раньше, чем на нефтяных.

В этой связи рассмотрены возможные схемы внедрения результатов геомеханического моделирования для последующего снижения неопределенностей при планировании параметров бурения и эксплуатации скважин, а также минимизации вышеперечисленных эффектов.

## ПРЕДПОСЫЛКИ ВНЕДРЕНИЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Первоочередной потенциал реализации газовых проектов ПАО «НК «Роснефть» связан с разработкой пласта ПК<sub>1</sub> на месторождениях Западной Сибири (рис. 2а). Этот

**M.D. Subbotin**, Tyumen Oil Research Center (Tyumen, Russia), mdsbotin@tnc.rosneft.ru

**V.A. Pavlov**, PhD in Engineering, Tyumen Oil Research Center, vapavlov4@tnc.rosneft.ru

**D.O. Korolev**, Tyumen Oil Research Center, dokorolev@tnc.rosneft.ru

**V.A. Moreva**, Tyumen Oil Research Center, vafadeeva@tnc.rosneft.ru

**V.N. Abrashov**, Sibneftegaz JSC (Novy Urengoy, Russia), vnabrashov@sibng.rosneft.ru

**M.A. Skorobogach**, PhD in Engineering, Sibneftegaz JSC, maskorobogach@sibng.rosneft.ru

**A.N. Mantorov**, Sibneftegaz JSC, anmantorov@sibng.rosneft.ru

### Evaluation of geomechanical effects on gas asset development for poorly consolidated reservoir conditions

The study considers the implementation of rock mechanics simulation exemplified by poorly consolidated PK<sub>1</sub> formation's gas-saturated deposits of Beregovoye field (Purovsky District, Yamalo-Nenets Autonomous Okrug). The main issues in developing such reservoirs are mechanical impurity production and producing well flooding. Meanwhile, depleting gas-saturated pay intervals reveal some complications due to incompatible drilling conditions (the impossibility of drilling the wells further). We used the rock mechanics simulation results to determine the optimum mud density for further failure-free drilling and safe underbalance parameters to minimize the sand production risks considering the current stress-strain state of rocks. An additional forecast allowed us to determine formation pressure at which it will be impossible to operate producing wells by branching with existing design due to incompatible drilling conditions (the impossibility of drilling the wells further).

**KEYWORDS:** GAS FIELD DEVELOPMENT, ROCK MECHANICS SIMULATION, POORLY CONSOLIDATED RESERVOIR, SAFE UNDERBALANCE, INCOMPATIBLE DRILLING CONDITIONS.

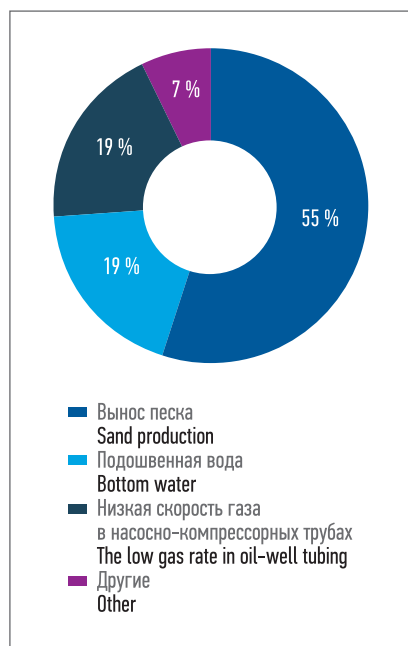


Рис. 1. Основные причины остановки газовых скважин [1]  
Fig. 1. Main reasons for gas well shutdowns [1]

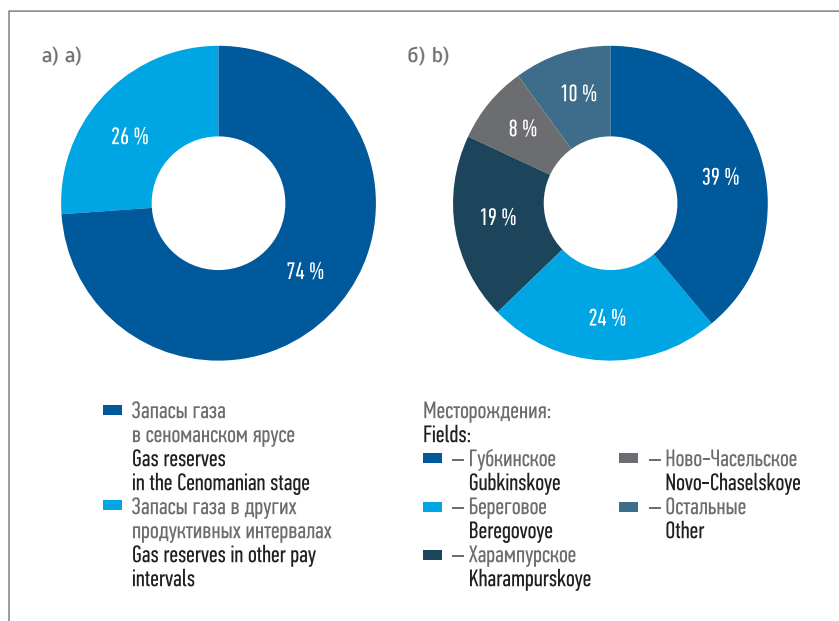


Рис. 2. Начальные геологические запасы газовых активов ПАО «НК «Роснефть» в интервале пласта ПК<sub>1</sub>: а) относительно остальных продуктивных интервалов; б) распределение по активам (месторождениям)  
Fig. 2. Gas initially-in-place for Rosneft Oil Company PJSC gas assets, PK<sub>1</sub> formation interval: a) relative to the rest of pay intervals; b) distribution by assets (fields)

пласт представлен слабоконсолидированным песчаником. В данной работе в качестве объекта исследований рассмотрено Береговое месторождение (Пуровский р-н, Ямало-Ненецкий авт. окр.) (рис. 26) [2].

Пласт ПК<sub>1</sub> Берегового месторождения залегает на средней абсолютной глубине 1184 м. Средняя абсолютная проницаемость в газонасыщенной части – 0,607 мкм<sup>2</sup>, средняя водонасыщенность – 33,5 %, коэффициент пористости – 0,303 д. ед.

Рассматриваемый объект находится в эксплуатации с 2008 г. В настоящее время отобрано более 50 % запасов газа, при этом среднее пластовое давление снижено на 30–40 % от начального и находится на уровне 7,5–8,5 МПа.

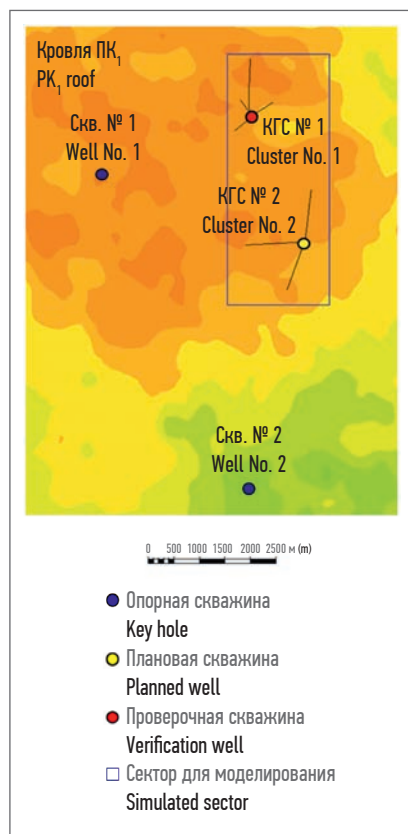


Рис. 3. Сектор месторождения для построения геомеханической модели  
Fig. 3. Field sector for the rock mechanics model

Основной фонд составляют наклонно направленные скважины. Однако ввиду наличия осложнений при их эксплуатации в условиях истощенного пласта (повышенный вынос механических примесей и рост обводненности добываемой продукции) необходимы дополнительные меры для поддержания проектного уровня добычи.

В связи с этим недропользователем (АО «Сибнефтегаз») принято решение о бурении дополнительных скважин методом зарезки боковых стволов (ЗБС) с горизонтальной секцией, удаленной от основного ствола, и фильтровой системой заканчивания для предотвращения преждевременного обводнения и минимизации рисков пескопроявлений соответственно. Однако в условиях истощенного пласта возникает ряд осложнений, связанных с обрушениями в надлежащих интервалах (кузнецовская свита),

а также с поглощениями бурового раствора в продуктивном интервале  $ПК_1$ , что в дальнейшем негативно скажется на процессе освоения и итоговой продуктивности.

В целях оптимизации бурения, а также дальнейшей эксплуатации скважин в условиях слабоконсолидированного коллектора предусмотрено геомеханическое моделирование, по результатам которого в зависимости от пластового давления определяется оптимальная статическая плотность промысловой жидкости и безопасная депрессия (БД) для минимизации рисков пескопроявлений.

#### КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ СЕКТОРА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Основная сложность при геомеханическом моделировании объектов, находящихся в длительной разработке, – оценка первоначального напряженно-деформированного состояния горных пород (геомеханическое 3D-моделирование) для корректного прогноза гео-

механических эффектов (геомеханическое 4D-моделирование).

В представленной статье в целях комплексного решения задач по оптимизации процессов бурения и эксплуатации скважин был выбран сектор месторождения, расположенный поблизости от опорных скважин с расширенным комплексом геофизических исследований и результатами вертикального сейсмического профилирования. Изучаемый участок включает в себя фактические скважины (куст газовых скважин (КГС) №1) с необходимой калибровочной информацией (результаты бурения, эксплуатации, гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин, замеров количества взвешенных частиц) и плановый КГС №2 (рис. 3).

#### РАСЧЕТ УСТОЙЧИВОСТИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

В целях оптимизации процессов бурения в рамках выбранного сектора выделены группы рисков, связанных с возможностью поглощения бурового раствора в интервале  $ПК_1$ , для текущих пла-

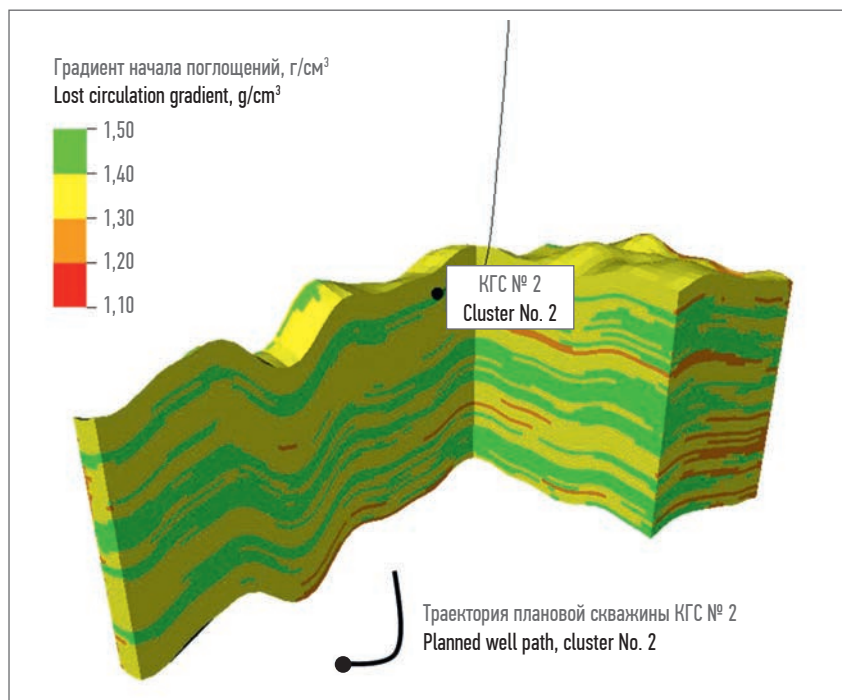


Рис. 4. Группы рисков поглощений бурового раствора для текущих пластовых условий  
Fig. 4. Lost circulation risk groups for current reservoir conditions



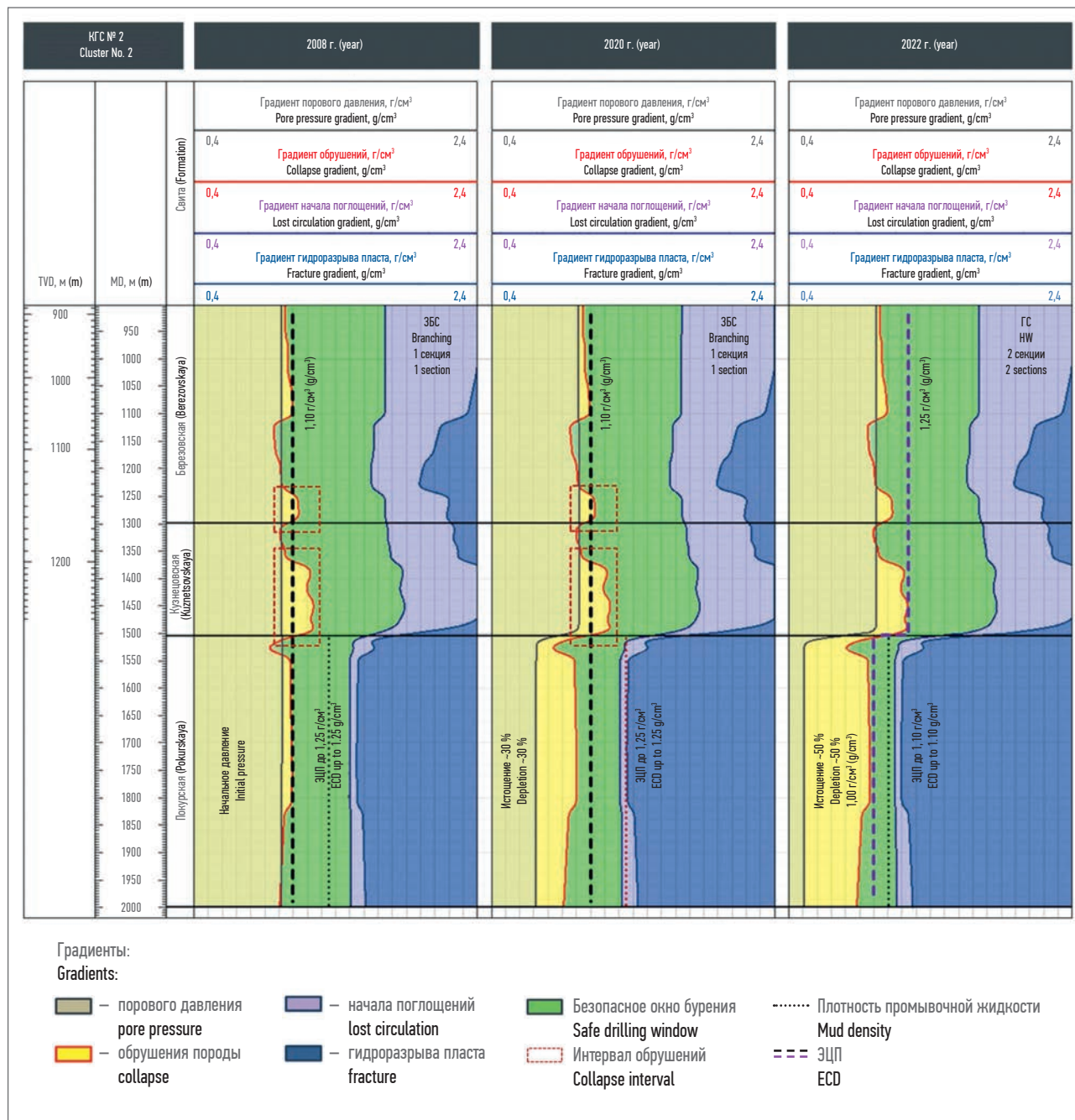


Рис. 5. Результаты расчета устойчивости ствола для плановой скважины КГС № 2 при различных пластовых условиях, где TVD – абсолютная глубина скважины, MD – длина ствола скважины, ГС – горизонтальная скважина  
Fig. 5. Hole stability calculation results for planned well, cluster No. 2, at various reservoir conditions, where TVD is well's true vertical depth subsea, MD – well's measured depth, HW – horizontal well, ECD – equivalent circulating density

стовых условий в зависимости от эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) промывочной жидкости при бурении и спуско-подъемных операциях (рис. 4). Это позволяет при необходимости выполнить корректировку траекторий скважин планового КГС №2 для минимизации вероятности проявления опасных эффектов.

Один из наиболее важных результатов и преимуществ геомеханического 3D/4D-моделирования – более корректный прогноз безопасного окна бурения при дальнейшем истощении пластового давления в сравнении с геомеханическим 1D-моделированием. На рис. 5 приведены итоги расчета устойчивости для плановой

скважины КГС №2. По итогам моделирования выявлено, что в 2022 г. при снижении пластового давления в два и более раз в данных геолого-геомеханических условиях возникнут осложнения. Из этого следует, что бурение скважин в одну секцию методом ЗБС при текущих технологических подходах станет невозможным.

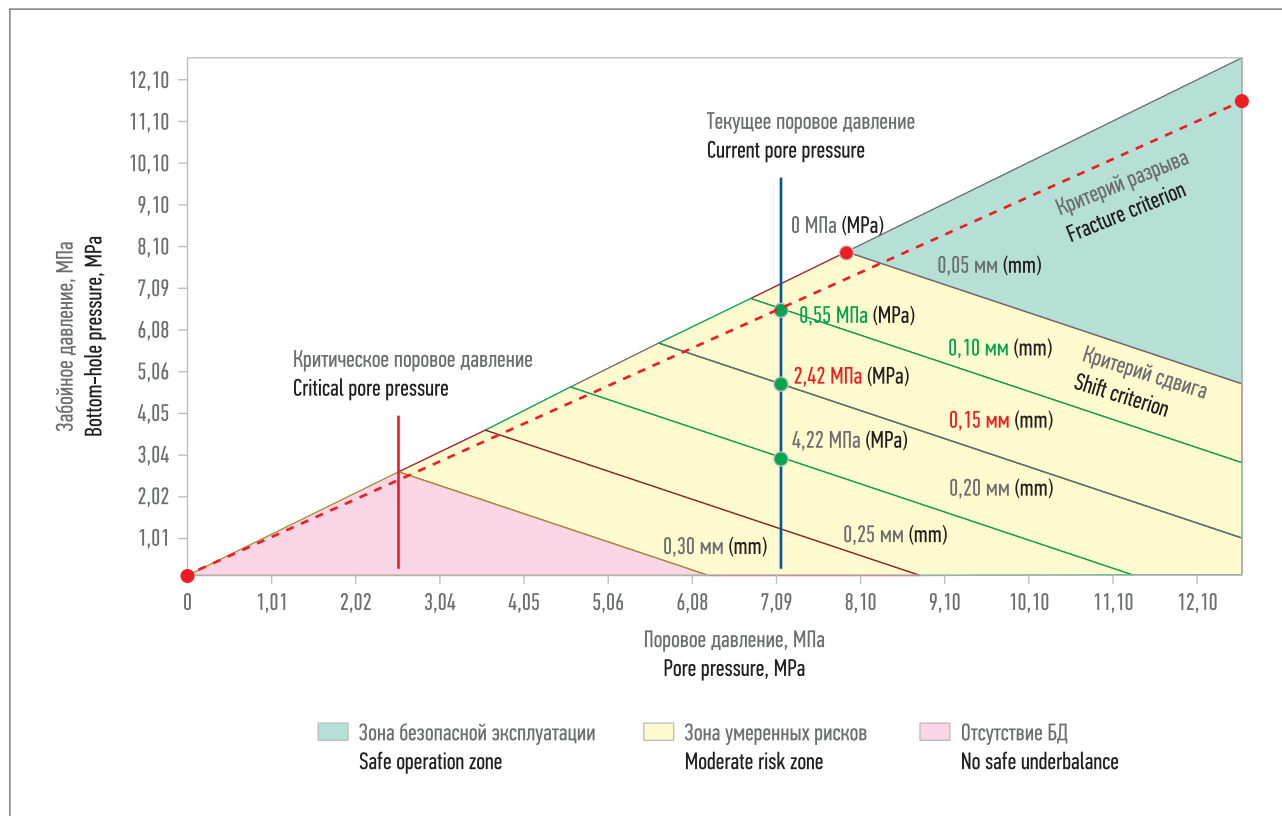


Рис. 6. Определение БД для фиксированной глубины по стволу плановой скважины КГС № 2 в зависимости от размерности зерен песчаника  
Fig. 6. Safe underbalance determination for fixed depth of planned wellbore, cluster No. 2, depending on sandstone grain sizing

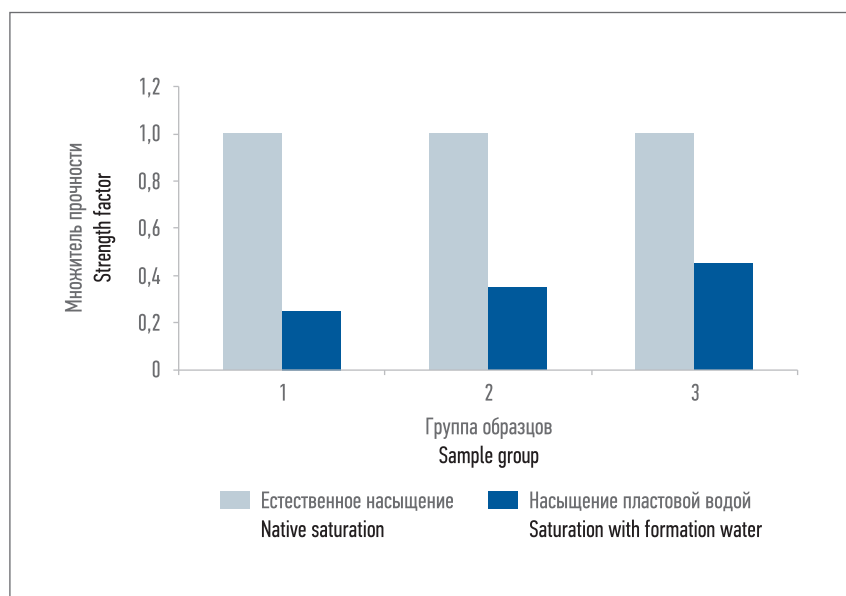


Рис. 7. Влияние насыщающего флюида на прочность горных пород для трех групп исследуемых образцов  
Fig. 7. Saturating fluid effect on rock strength for three sample groups

пласта Т для его стабильности при плотности промывочной жидкости 1,25 г/см<sup>3</sup>, а также снижение плотности бурового раствора в интервале пласта ПК<sub>1</sub> до 1,00 г/см<sup>3</sup> для предотвращения рисков поглощений.

#### ОЦЕНКА РИСКА ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

При разработке месторождений, и в частности при подборе оптимальных азимутов заложения и систем заканчивания горизонтальных скважин, один из ключевых факторов – прогноз и контроль пескопроявления [3]. Под оценкой БД для снижения рисков данного явления подразумевается расчет минимального забойного давления, при котором не ожидается разрушения горной породы в призабойной зоне пласта и дальнейшего выноса механических примесей в ствол скважины и/или на ее устье [4].

В качестве основной рекомендации недропользователю предложен переход на бурение полноценных горизонтальных

скважин с разделением пластов Т и ПК<sub>1</sub> промежуточной колонной, что позволит создать необходимое давление в стволе в интервале

Основой для определения БД в представленном исследовании стала модель механических свойств горных пород, построенная с учетом изменения напряженно-деформированного состояния во времени, что позволило произвести вычисления как для фиксированной, наиболее ослабленной с точки зрения прочностных свойств, глубины по стволу плановой скважины КГС №2 (рис. 6), так и для всего интервала пласта ПК<sub>1</sub> в пределах сектора моделирования.

По результатам расчета (рис. 6) при текущих пластовых условиях БД составляет 0,55 МПа. При этом оценено критическое поровое давление (2,42 МПа), при котором вне зависимости от депрессии будет происходить вынос механических примесей в ствол скважины и накопление песчано-глинистых пробок. Традиционно основные способы безопасной эксплуатации в подобных условиях – это химическое и/или механическое укрепление стенок скважин.

Для калибровки расчетов использовались данные по КГС №1 (результаты гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин, замеров количества взвешенных частиц), а также результаты лабораторных исследований керн в целях определения прочностных

свойств толстостенных цилиндров. Дополнительно по итогам изучения керн месторождения-аналога, проводившегося для установления характера влияния флюида насыщения на упруго-прочностные свойства горных пород, было выявлено, что при замене естественного насыщения образца пластовой водой происходит уменьшение прочности в 2–4 раза (рис. 7) [5].

Используя эти результаты при секторном геомеханическом моделировании пласта ПК<sub>1</sub> Берегового месторождения, авторы смогли установить, что при изменении насыщения в моделируемом объеме с газа на воду величина БД уменьшается в три и более раза.

На основании полученных данных недропользователю рекомендовано эксплуатировать скважины в рассматриваемом секторе в рамках обозначенных БД: от 0,22 до 0,60 МПа при безводном режиме работы и от 0,10 до 0,30 МПа – при обводнении.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для целей оптимизации процессов бурения и использования скважин в интервале пласта ПК<sub>1</sub> Берегового месторождения в рамках рассматриваемого сектора выполнен прогноз формирования к 2022 г. несовместимых условий при бурении методом ЗБС,

а также оценена БД для текущих параметров и критическое пластовое давление, при котором существуют значительные риски пескопроявлений вне зависимости от депрессии.

В качестве основной рекомендации недропользователю предложен переход на полноценные горизонтальные скважины с разобщением пластов Т и ПК<sub>1</sub> эксплуатационной колонной, что позволит создать необходимое давление в стволе в интервале пласта Т для его стабильности при плотности промысловочной жидкости 1,25 г/см<sup>3</sup>, а также снижение плотности бурового раствора в интервале пласта ПК<sub>1</sub> до 1,00 г/см<sup>3</sup> для предотвращения рисков поглощений.

Для текущих пластовых условий БД оценивается в 0,55 МПа, при этом оценено критическое поровое давление (2,42 МПа), при котором эксплуатация скважин вне зависимости от параметров депрессии будет сопровождаться выносом механических примесей в ствол и накоплением песчано-глинистых пробок.

На основании полученных результатов рекомендовано использовать скважины в рассматриваемом секторе в рамках обозначенных БД: от 0,22 до 0,60 МПа при безводном режиме работы и от 0,10 до 0,30 МПа – при обводнении. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Григорьев С.Е. Проблемы и рекомендации по методике проведения исследований пескопроявления и самозадавливания скважин на примере разработки Медвежьего месторождения Западной Сибири // Достижения вузовской науки: сб. материалов XXVII Международной научно-практической конференции. Новосибирск: Центр развития научного сотрудничества, 2017. С. 121–127.
2. Атлас газовых проектов ПАО «НК «Роснефть» за 2017 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
3. Zoback M.D. Reservoir Geomechanics. New York: Cambridge University Press, 2007.
4. Vasquez H., Sánchez D., Yáñez R.L., et al. The diagnosis, well damage evaluation and critical drawdown calculations of sand production problems in the Ceuta field, Lake Maracaibo, Venezuela // Proceedings of the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Caracas: SPE, 1999. Paper No. SPE-54011-MS. DOI: 10.2118/54011-MS.
5. Павлов В.А., Лапин К.Г., Гаврис А.С. и др. Оценка влияния геомеханических эффектов на изменение фильтрационно-емкостных свойств в условиях слабосцементированного коллектора // Территория Нефтегаз. 2019. № 10. С. 46–52.

#### REFERENCES

- (1) Grigoryev SYe. Issues and recommendations for sand production and well self-kill study procedures exemplified by the development of Medvezhye field, West Siberia. In: Chernov SS (ed.) *Proceedings of 27th Academic Science Achievements scientific and practical conference, 3 February 2017, Novosibirsk, Russia*. Novosibirsk, Russia: Scientific Cooperation Development Center; 2017. p. 121–127. (In Russian)
- (2) Rosneft Oil Company PJSC. *2017 gas projects atlas* [Access restricted]. (In Russian)
- (3) Zoback MD. *Reservoir Geomechanics*. New York: Cambridge University Press; 2007.
- (4) Vasquez H, Sánchez D, Yáñez RL, Poquioma W, Rampazzo M, El Chirity K. The diagnosis, well damage evaluation and critical drawdown calculations of sand production problems in the Ceuta field, Lake Maracaibo, Venezuela. In: *SPE Proceedings of the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, April 1999, Caracas, Venezuela*. Caracas: SPE; 1999. paper No. SPE-54011-MS.
- (5) Pavlov VA, Lapin KG, Gavris AS, Ivantsov NN, Volgin ER, Toropov KV. Estimation of influence of geomechanical effects on change of formation reservoir properties in conditions of slightly cemented reservoir. *Oil and Gas Territory* [Territorija "Neftegas"]. 2019; (10): 46–52. (In Russian)



## ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МЕТОДА НАПРАВЛЕННОЙ РАЗГРУЗКИ ПЛАСТА

УДК 622.691.24

**В.И. Карев**, д.т.н., ФГБУН «Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского Российской академии наук» (Москва, Россия),  
wikarev@ipmnet.ru

**Ю.Ф. Коваленко**, д.ф.-м.н., ФГБУН «Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского Российской академии наук»,  
perfolinkgeo@yandex.ru

**В.В. Химуля**, ФГБУН «Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского Российской академии наук», valery.khim@gmail.com

**Н.И. Шевцов**, ФГБУН «Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского Российской академии наук», red3991@ya.ru

Статья посвящена вопросу повышения производительности скважин подземных хранилищ газа, падение которой вызвано уменьшением проницаемости пород в призабойной зоне пласта в процессе эксплуатации [1–3]. Ухудшение фильтрационных свойств пород в этой зоне происходит в основном на стадии закачки в результате кольматации фильтрационных каналов механическими частицами и частицами компрессорного масла, содержащимися в закачиваемом газе.

В результате вокруг скважины возникает загрязняющий экран, нарушающий гидродинамическую связь между ней и пластом. Актуальность поднятой темы вызвана необходимостью применения низкочастотных методов интенсификации работы скважин с продолжительным эффектом за счет восстановления проницаемости породы в призабойной зоне пласта.

Для решения указанных задач наиболее перспективными с учетом их эффективности, относительно невысокой стоимости и экологической безопасности представляются технологии, основанные на геомеханическом подходе. Одна из них создана в Институте проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН. Это метод направленной разгрузки пласта. В статье рассматриваются условия его применения на скважинах подземных хранилищ газа с учетом специфики их эксплуатации, связанной с циклическим изменением пластового давления газа. Исследуется вопрос, на каком этапе эффективнее всего использовать разработанный метод – при закачке или отборе. На уникальной испытательной системе истинно трехосного независимого нагружения, созданной в институте, выполнено физическое моделирование процесса направленной разгрузки пласта для условий конкретного объекта – Арбузовского подземного хранилища газа в Республике Татарстан, которое планируется организовать в бобриковском водоносном пласте Арбузовского поднятия.

Результаты позволяют сделать вывод о реальной возможности повышения проницаемости пород-коллекторов методом направленной разгрузки пласта за счет создания в призабойной зоне скважины напряжений необходимого уровня.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ПОДЗЕМНОЕ ХРАНИЛИЩЕ ГАЗА, СКВАЖИНА, ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЙ ПОДХОД, МЕТОД НАПРАВЛЕННОЙ РАЗГРУЗКИ ПЛАСТА, НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ, ПРИЗАБОЙНАЯ ЗОНА ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА, МОДЕЛИРОВАНИЕ, РАЗРУШЕНИЕ.

Продуктивность и приемистость конкретной скважины подземного хранилища газа (ПХГ) существенно зависят от проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Ухудшение этого показателя даже в небольшой окрестности скважины заметно уменьшает ее производительность [4]. Снижение про-

ницаемости связано в основном с режимом эксплуатации – периодической закачкой больших объемов газа, в котором содержатся твердые частицы и капли масла.

Значительное и необратимое повышение проницаемости пород может происходить в результате их растрескивания и дезинтегра-

ции при изменении механических напряжений. Требуемую величину последних определяет множество факторов: литологический состав, деформационные и прочностные свойства пород, глубина их залегания и структура, пластовое давление флюида, геометрия забоя и режим работы скважины.

**V.I. Karev**, DSc in Engineering, Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences (Moscow, Russia), wikarev@ipmnet.ru

**Yu.F. Kovalenko**, DSc in Physics and Mathematics, Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences, perfolinkgeo@yandex.ru

**V.V. Khimulya**, Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences, valery.khim@gmail.com

**N.I. Shevtsov**, Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences, red3991@ya.ru

### Physical modeling of directional unloading method

The article is dedicated to enhancing underground gas storage facilities' well productivity, which declines due to rock permeability reduction in the bottom-hole zone during the operation [1–3]. The reservoir properties of rocks in this zone mainly degrade at the injection stage, as solid and compressor oil particles contained in the injected gas plug the pores. Thus, a fouling shield is formed around the well that damages the well-formation hydrodynamic connection. The subject's relevance is raised by the need for low-cost methods for long-term production stimulation by restoring rock permeability in the bottom-hole zone. Technologies based on the rock mechanics approach appear to be the most prospective solutions given their effectiveness, relatively low cost, and environmental safety. One of them is designed in the Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences. This is the directional unloading method. The article considers its application conditions at underground gas storage facilities' wells given their specific operation features associated with the cyclic change in formation pressure. It also investigates at what stage the method would be most efficient: injection or extraction. The directional unloading has been physically modeled on a unique true triaxial independent loading test bench designed in the Institute for a particular facility – Arbuzovskoye underground storage facility in the Republic of Tatarstan. The facility is to be built in the Bobrikovskiy aquifer of Arbuzovskoye uplift. The results suggest a real opportunity to enhance the reservoir rock permeability using the directional unloading method by creating required stresses in the bottom hole.

**KEYWORDS:** UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITY, WELL, ROCK MECHANICS APPROACH, DIRECTIONAL UNLOADING METHOD, STRESS STATE, RESERVOIR BOTTOM-HOLE ZONE, MODELING, DESTRUCTION.

Изменение напряженного состояния в ПЗП осуществляется путем проведения технологических операций на скважине.

В последнее время было выполнено большое количество экспериментов в целях определения закономерностей влияния напряженно-деформированного состояния горных пород на их фильтрационные свойства [5–11]. Так, в статье [11] представлена серия трехосных экспериментов по нагружению и измерению проницаемости образцов известняка формации Кобург. Определена зависимость его фильтрационных характеристик от напряженно-деформированного состояния при нагрузке и разгрузке. Показано, что проницаемость при небольших напряжениях уменьшается. Однако при сильных нагрузках наблюдается ее многократное увеличение по сравнению с исходной. Более того, после полной разгрузки исследуемый показатель для образцов остается



Рис. 1. Испытательная система трехосного независимого нагружения  
Fig. 1. Triaxial independent loading test bench

высоким. Авторы объясняют этот факт появлением в породе сети микро- и макротрещин.

Изменение проницаемости в результате пластических деформаций, а также влияние неравномерного напряженного состояния и начальной трещиноватости на ползучесть

рассмотрены в другой статье [12]. Исследования проводились с использованием условно трехосной системы нагружения на цилиндрических образцах красного песчаника с единственной искусственной трещиной. В ходе эксперимента осевое давление циклически изменялось, создавая длительную неравномерную нагрузку в каждом из состояний. Параллельно измерялись проницаемость, упругие и пластические деформации. Изучались прочностные и реологические характеристики. В работе был сделан вывод, что проницаемость исследуемой породы определяется уровнем напряжений, величиной деформации образцов и продолжительностью выдержки под нагрузкой. Многоступенчатые процессы нагружения/разгрузки и деформации ползучести привели сначала к снижению проницаемости, а затем к резкому увеличению фильтрационных свойств при переходе к третьей стадии ползучести.

Для пластов – объектов хранения газа изучение влияния напряженного состояния на проницаемость горных пород в ПЗП может стать ключевым шагом к успешной эксплуатации. Применение на ПХГ традиционных технологий повышения продуктивности, таких как гидроразрыв пласта, кислотная обработка скважин, не всегда эффективно. Это связано с тем, что в качестве пластов – объектов хранения газа выбираются либо истощенные коллекторы нефтегазовых месторождений, либо водоносные пласты, обладающие очень высокой проницаемостью (от десятых долей до нескольких мкм<sup>2</sup>), и нет необходимости увеличивать площадь поверхности фильтрации за счет трещины гидроразрыва. Что касается кислотной обработки, то она не всегда способна очистить фильтрационные каналы в ПЗП от механических примесей и масла, попавших туда при закачке газа.

Один из наиболее перспективных путей увеличения проницаемости пород пласта – объекта хранения газа – использование огромной упругой энергии, запасенной в массиве горных пород за счет веса вышележащих толщ и пластового давления. Способы и параметры такого воздействия определяются на основе геомеханического подхода. Использование технологий, основанных на этом способе, обеспечивает повышение эффективности эксплуатации скважин и снижение природных и техногенных рисков при проведении работ, в том числе аварийности и возможного ущерба окружающей среде.

Далее описана суть метода направленной разгрузки пласта (НРП) и приведены данные экспериментальных исследований кернового материала с использованием испытательной системы трехосного независимого нагружения (ИСТНН), созданной в Институте проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН. Полученные результаты подтверждают вывод о перспективности использования на ПХГ технологий,

основанных на геомеханическом подходе.

#### МЕТОД НРП

Суть метода НРП [13–15] состоит в том, чтобы за счет неравномерной направленной разгрузки породы от горного давления создавать в окрестности скважины напряжения, приводящие к растрескиванию породы и созданию в пласте искусственной системы множественных микро- и макротрещин. Последняя играет роль сетки фильтрационных каналов, причем ее проницаемость значительно (на порядок) превышает природную. Растрескивание и разрыхление породы в ПЗП можно вызвать, используя упругую энергию, запасенную в массиве в целом (горное давление), и энергию пластовой жидкости, создавая на забое скважины депрессии определенного уровня. Инициирование процесса трещинообразования, вероятно, потребует проведения ряда предварительных технологических операций: перфорации специфического типа и плотности, нарезания щелей определенной ориентации, вырезания участка обсадной колонны в продуктивном интервале ствола скважины и др.

Второй важный фактор эффективности применения метода НРП – это необходимость поддержания требуемого давления на забое скважины в течение определенного времени, поскольку процесс трещинообразования развивается постепенно, распространяясь в глубь пласта. Это связано, во-первых, с перестройкой воронки депрессии в окрестности скважины. Во-вторых, при больших напряжениях горные породы перестают быть упругими и начинают со временем деформироваться («ползти»). Опыт практического применения метода НРП показал, что для уменьшения величины давления на забое скважины, при котором в пласте возникают напряжения, необходимые для растрескивания породы, эффективно предварительно внести в пласт концентраторы напряжений. В ка-

честве последних могут выступать перфорационные отверстия, вертикальные или горизонтальные щели. Наличие таких концентраторов позволяет не только инициировать процесс трещинообразования в окрестности скважины, но и сделать его значительно более интенсивным и протяженным по пласту.

Метод НРП успешно применялся на ряде месторождений ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь», ООО «ЛУКОЙЛ–ПЕРМЬ», ООО «РИТЭК», ПАО «Славнефть–Мегионнефтегаз» в Западной Сибири и Пермском крае при освоении скважин, а также капитальном ремонте добывающих и нагнетательных скважин. Практика показала, что на необсаженных стволах обычно удается достичь 2–4-кратного увеличения дебита, а на обсаженных – 1,5–2-кратного. Что касается нагнетательных скважин, то использование метода НРП позволяло добиться 10–20-кратного роста их приемистости. Причем эффект был получен на скважинах, где до этого безуспешно применялись другие способы интенсификации, в том числе и гидроразрыв пласта. Так, приемистость нагнетательной скважины №310 Сибирского месторождения (Пермский край) ООО «ЛУКОЙЛ–ПЕРМЬ» после капитального ремонта по методу НРП возросла с 8 до 200 м<sup>3</sup>/сут, а скважины №301 – с 6 до 90 м<sup>3</sup>/сут. На ПХГ описываемая технология пока не применялась, однако результаты исследований, приведенные ниже, дают основания судить о целесообразности ее использования на пластах – объектах хранения газа.

#### ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПЛАСТА ПХГ

Один из ключевых моментов разработанного метода – определение напряжений, которые надо создать в породе для ее растрескивания и разрушения. Анализ механического поведения пород коллектора ПХГ, выполненный на основе гео-



механического подхода, показал, что изменение порового давления в пласте приводит к изменению напряженного состояния в его масштабах.

Исходное напряженное состояние в пласте создается равнокомпонентным сжатием горным давлением ( $q$ ). Основанием для этого выступает тот факт, что коллекторы ПХГ перекрыты «ловушками», т. е. непроницаемыми породами, в большинстве случаев пластичными. Кроме того, в геологических масштабах времени все породы можно считать таковыми. Поэтому при отсутствии существенных тектонических подвижек на протяжении значительных интервалов (десятки и сотни миллионов лет) девиаторная часть тензора напряжений (вызывающая касательные напряжения) пород коллекторов должна отрелаксировать, и в этих условиях едва ли следует ожидать, что исходное напряженное состояние будет заметно отличаться от равномерного всестороннего сжатия [16].

Если считать пласт коллектора горизонтальным, то тогда, как показано в [17], при изменении пластового давления ( $p_{nn}$ ) на величину  $\Delta p_{nn} = p_{nn} - p_0$  ( $p_0$  – начальное пластовое давление) характер изменения напряженного состояния в масштабах пласта определяется его геометрией, а именно большей протяженностью в горизонтальной плоскости по сравнению с толщиной. Пренебрежение локальными возмущениями (в силу их малости), вносимыми работающими скважинами, и учет того, что в рабочем диапазоне напряжений и давлений породы-коллекторы деформируются упруго, позволяют для изменения напряженного состояния пласта при закачке/отборе газа в прямоугольной системе координат, ось  $Z$  которой предполагается вертикальной, получить следующие выражения [17]:

$$\Delta \sigma_3 = \Delta \sigma_3 + (1 - \delta) \cdot \Delta p_{nn}, \quad (1)$$

$$\Delta \varepsilon_1 = 0 = (1/E) \cdot \Delta \sigma_1 - (v/E) \cdot (\Delta \sigma_3 + \Delta \sigma_1), \quad (2)$$

где  $\sigma_i, s_i$  ( $i = 1, 2, 3$ ) – компоненты главных полных и эффективных (действующих на грунтовый скелет) напряжений;  $\varepsilon_i$  – соответствующие компоненты тензора упругих деформаций;  $\delta$  – доля площадок контактов относительно всей поверхности зерна грунтового скелета (для осадочных горных пород обычно полагают  $\delta = 0,2$ );  $E, v$  – модуль Юнга и коэффициент Пуассона породы-коллектора соответственно. Растягивающие напряжения здесь и далее считаются положительными. Естественно, полагая, что  $\Delta \sigma_1 = \Delta \sigma_2$ , в случае исходного равнокомпонентного сжатия пласта горным давлением можно получить:

$$s_3 = q + (1 - \delta) \cdot p_0 + (1 - \delta) \cdot \Delta p_{nn}, \quad (3)$$

$$s_1 = s_2 = q + (1 - \delta) \cdot p_0 + (v/(1 - v)) \cdot (1 - \delta) \cdot \Delta p_{nn}. \quad (4)$$

Соответственно, компоненты полных напряжений от горного давления ( $\tilde{q}_{i(i=1,2,3)}$ ), действующие в пласте по осям координат, будут [17]:

$$\begin{aligned} \tilde{q}_3 &= q, \quad \tilde{q}_1 = \tilde{q}_2 = \\ &= q - \frac{1 - 2v}{1 - v} \cdot (1 - \delta) \cdot \Delta p_{nn}. \end{aligned} \quad (5)$$

Из (5) следует, что исходное напряженное состояние равнокомпонентного всестороннего сжатия пласта в результате изменения  $p_{nn}$  становится неравнокомпонентным – появляются горизонтальные ( $\tilde{q}_1$ ) и вертикальные ( $\tilde{q}_3$ ) напряжения (стрессы), которые не равны между собой. При этом  $\tilde{q}_3$  при изменении  $p_{nn}$  остается равным исходному горному давлению, а напряжения в горизонтальной плоскости меняются: при  $p_{nn} < p_0$  они по абсолютной величине меньше напряжения в вертикальном направлении  $q$ , а при  $p_{nn} > p_0$  – больше. Соответственно, и напряжения на контуре скважины будут разными.

Изменение напряженного состояния в глубине пласта приводит

к изменению напряжений, действующих в окрестности скважин, причем для вертикальных и горизонтальных скважин эти изменения будут разными. В случае вертикальной напряжения от горного давления в горизонтальной плоскости ( $\tilde{q}_1$  и  $\tilde{q}_2$ ), действующие в глубине пласта, равны между собой. Поэтому вызываемые ими напряжения во всех точках контура скважины одинаковы. В случае горизонтальной ситуация иная: в поперечном сечении она находится в поле напряжений от горного давления  $\tilde{q}_1$  и  $\tilde{q}_3$ , действующих в глубине пласта, которые не равны между собой. Соответственно, и напряжения на контуре скважины будут отличаться. При этом, как следует из решений теории упругости для задач Ламе и Кирша [18], появление неравнокомпонентности приложенных напряжений приводит к значительному росту максимальных сжимающих напряжений на контуре горизонтальной скважины.

#### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ УСТАНОВКА

Одного знания действующих в окрестности скважины напряжений недостаточно, чтобы дать ответ на вопрос, приведут ли они к растрескиванию породы и увеличению ее проницаемости. Большую роль играют также литологический тип, прочность, гранулометрический состав, условия залегания, пластовое давление и другие факторы. Использование в этих целях механико-математических моделей сталкивается с большими трудностями, преодоление которых приводит к необходимости принятия ряда серьезных упрощений и допущений, в результате чего практические выводы, основанные на таких расчетах, часто носят лишь оценочный характер.

Для определения критических напряжений в представленной работе было использовано прямое физическое моделирование процессов деформирования и разрушения горных пород в окрестности

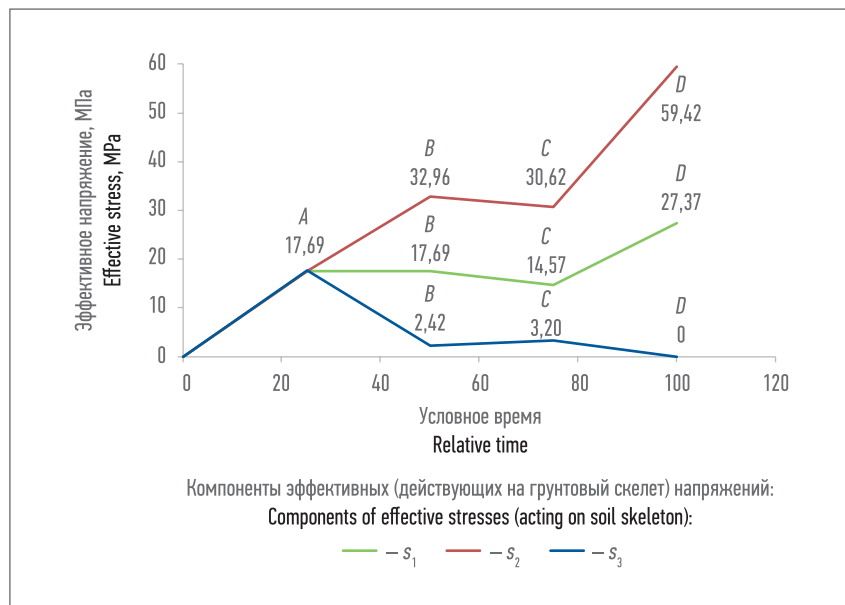


Рис. 2. Программа нагружения образцов при физическом моделировании метода НРП на установке ИСТНН для вертикальной скважины Арбузовского ПХГ. Точки отвечают напряжениям, действующим на контуре скважины в следующие моменты времени: А – скважины нет; В – скважина пробурена; С – конец закачки газа в пласт; D – создание в скважине максимальной депрессии  
Fig. 2. Specimen loading program for physical modeling of the directional unloading test on the triaxial independent loading test bench for an Arbuzovskoye underground storage facility vertical well. Points correspond to stresses acting on well contour at following moments: A – no well yet; B – well is drilled; C – end of gas injection to the formation; D – creating maximum underbalance in the well

скважины ПХГ при реализации метода НРП на ИСТНН. Эта установка представляет собой исследовательский комплекс для изучения деформационных, прочностных и фильтрационных характеристик горных пород в условиях истинно трехосного независимого нагружения [19]. Она позволяет нагружать образцы горных пород в форме куба с ребром 40 мм по любым траекториям независимо по каждому из трех направлений. Главное достоинство ИСТНН – возможность прямого физического моделирования деформирования и разрушения, а также фильтрационных процессов в продуктивных пластах под действием реальных напряжений, возникающих при бурении, освоении и эксплуатации скважин.

Как известно, к разрушению материалов приводят возникающие в них касательные (сдвиговые) напряжения. При создании депрессии, т.е. понижении давления на забое по сравнению с текущим  $p_{nn}$ , в породе в окрестности сква-

жины происходит перераспределение напряжений. В частности, в случае необсаженной скважины напряжения, действующие в радиальном направлении на ее стенке, уменьшаются, а кольцевые (тангенциальные), которые являются максимальными, – растут. В результате при увеличении депрессии в окрестности скважины происходит рост касательных напряжений, что в конечном итоге может привести к растрескиванию и даже разрушению породы.

Выше было показано, что изменение  $p_{nn}$  приводит к изменению напряжений от горного давления, действующих в глубине пласта. Причем последние ( $\tilde{q}_{i(i=1,2,3)}$ ) будут разными при закачке и отборе газа. Поэтому одни и те же давления на забое скважины на каждом из этапов будут приводить к возникновению в ПЗП различных касательных напряжений, которые тем больше, чем больше разность между величиной напряжений от горного давления и давлением

флюида на забое скважины. Из (5) видно, что при  $\Delta p_{nn} = p_{nn} - p_0 > 0$  напряжения от горного давления в горизонтальной плоскости ( $\tilde{q}_1 = \tilde{q}_2$ ) больше исходного напряжения от горного давления ( $q$ ) и максимальны в конце закачки, когда  $p_{nn}$  максимально. Поэтому реализовать метод НРП эффективнее всего именно при наибольшем  $p_{nn}$ , поскольку в этом случае можно создать в ПЗП максимальные напряжения.

Соответственно, разными будут и программы нагружения образцов породы в ИСТНН при моделировании деформационных процессов в окрестности скважины под действием возникающих в ПЗП напряжений.

На установке ИСТНН для условий Арбузовского ПХГ (Республика Татарстан) по разработанным программам было выполнено физическое моделирование деформационных и фильтрационных процессов, протекающих в призабойной зоне эксплуатационных вертикальных и горизонтальных скважин при использовании метода НРП. Ниже приводятся соответствующие программы.

#### ПРОГРАММЫ НАГРУЖЕНИЯ ОБРАЗЦОВ ПОРОДЫ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ МЕТОДА НРП НА УСТАНОВКЕ ИСТНН Вертикальная скважина

На рис. 2 приведена программа нагружения образца, отвечающая изменению напряжений на контуре вертикальной скважины при реализации метода НРП в конце этапа закачки газа для Арбузовского ПХГ. На графике представлены зависимости от времени напряжений  $s_1, s_2, s_3$ , прикладываемых в ходе опыта к образцу по осям нагружения 1, 2, 3 установки ИСТНН, соответствующие напряжениям  $|s_2|, |s_0|, |s_1|$ , действующим на контуре вертикальной скважины.

Расчет программы нагружения производился при следующих параметрах задачи: начальное пластовое давление – 12 МПа, давление в пласте в конце этапа

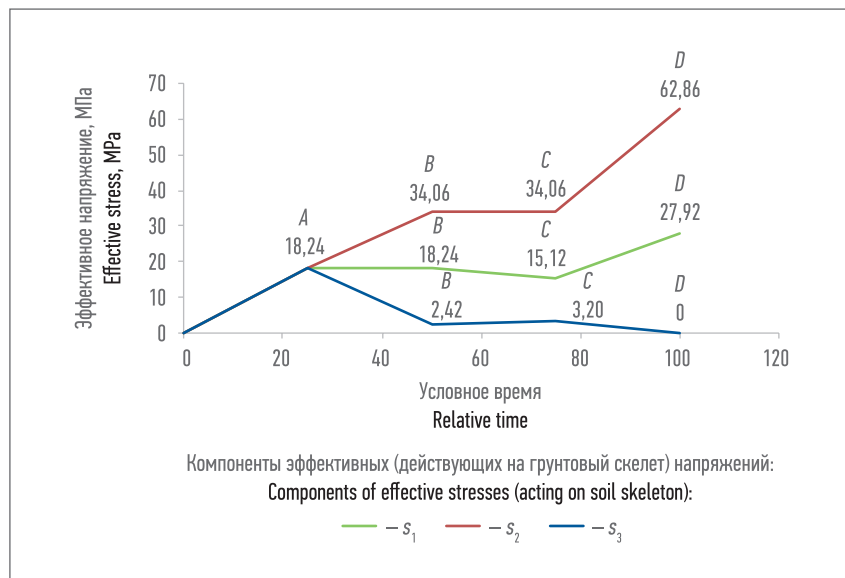


Рис. 3. Программа нагружения образцов при физическом моделировании метода НРП на установке ИСТНН для горизонтальной скважины Арбузовского ПХГ (расшифровку обозначений A–D см. на рис. 2)

Fig. 3. Specimen loading program for physical modeling of the directional unloading test on the triaxial independent loading test bench for an Arbuzovskoye underground storage facility horizontal well (see fig. 2 for A–D legend)

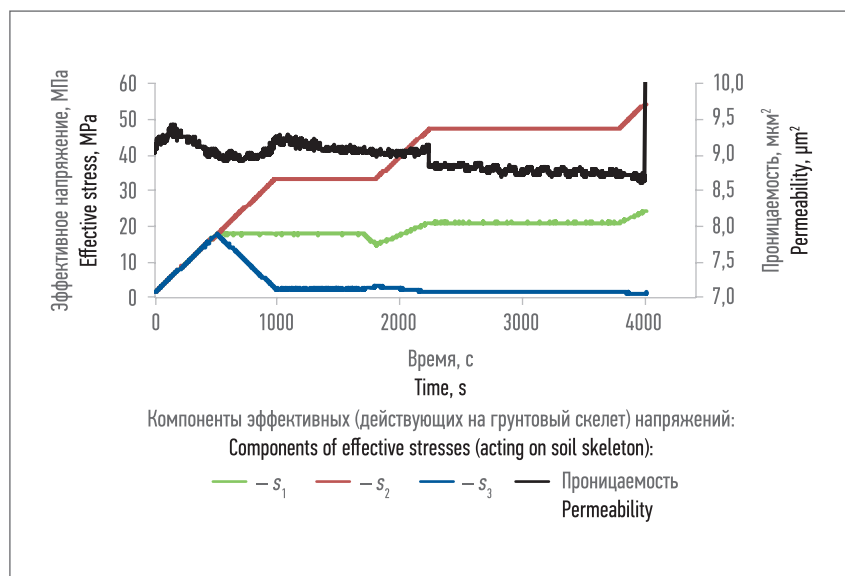


Рис. 4. Программа нагружения образца по трем осям и изменение его проницаемости в ходе опыта

Fig. 4. Specimen triaxial loading program and change in its permeability during the test

закачки газа – 16 МПа, глубина отбора керна – 1199,85 м, что соответствует исходному горному давлению 27,6 МПа.

#### Горизонтальная скважина

Выше отмечалось, что вертикальная скважина в поперечном сечении находится в условиях неравномерного сжатия напря-

жениями от горного давления  $\tilde{q}_1 \neq \tilde{q}_3$ . В этом случае напряжения, действующие на контуре скважины, находятся из суперпозиции решений двух задач теории упругости: задачи Ламе о сжатии скважины равномерным полем напряжений и задачи Кирша об одноосном сжатии в поперечном сечении скважины [18].

Из них следует, что, как и в случае вертикальной скважины, максимальные тангенциальные и касательные напряжения на контуре горизонтальной возникают при создании депрессии на ее забое при наибольшем пластовом давлении, т.е. в конце этапа закачки газа. Причем максимальные касательные напряжения наблюдаются в верхней и нижней точках на контуре горизонтальных скважин.

На рис. 3 приведена программа нагружения образца, отвечающая изменению напряжений на контуре горизонтальной скважины Арбузовского ПХГ при реализации метода НРП в конце этапа закачки газа для тех же условий и параметров, что и для вертикальной скважины, приведенной выше.

Из рис. 2 и 3 видно, что в случае горизонтальной скважины при реализации метода НРП на ее контуре можно создать более высокие напряжения, чем в случае вертикальной (точки D), и тем самым повысить проницаемость в большей зоне пласта.

#### РЕЗУЛЬТАТЫ ФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА УСТАНОВКЕ ИСТНН

На рис. 4–7 показаны результаты испытания одного из образцов. На рис. 4 приведена соответствующая программа и изменение проницаемости в ходе опыта по одной из осей. В ходе исследования использовалась система автоматического измерения проницаемости. Она позволяет в процессе испытания на установке ИСТНН непрерывно вести наблюдение за изменением значений измеряемого параметра [19]. На рис. 6 показаны кривые ползучести по двум осям при напряжениях, отвечающих забойному давлению 8,2 и 4,3 МПа. Видно, что образец разрушился при 4,3 МПа. В то же время кривые на рис. 6 демонстрируют: интенсивная ползучесть началась раньше, при забойном давлении 8,2 МПа. На рис. 7, где показан образец после испытания,



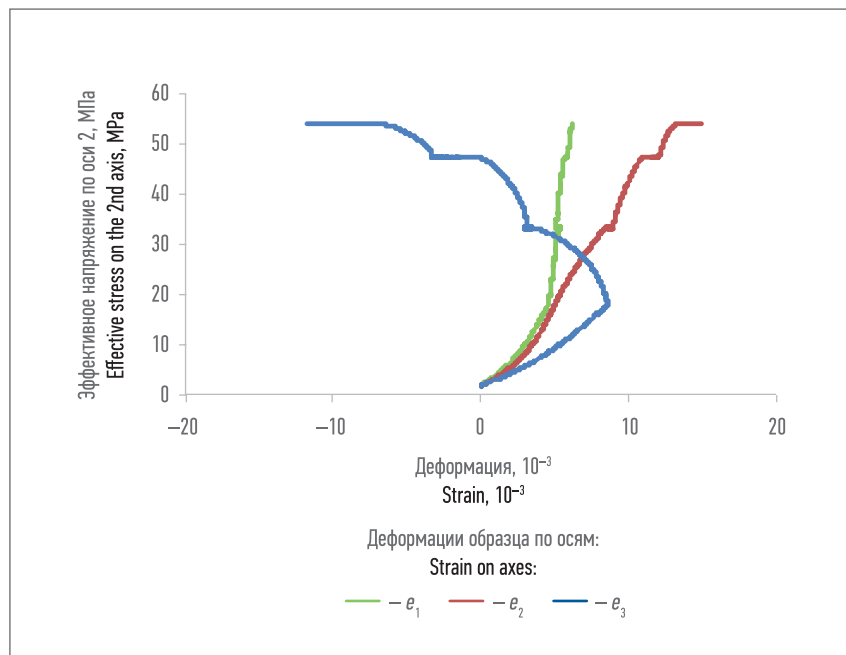


Рис. 5. Кривые деформирования образца  
Fig. 5. Stress-strain curves of the specimen

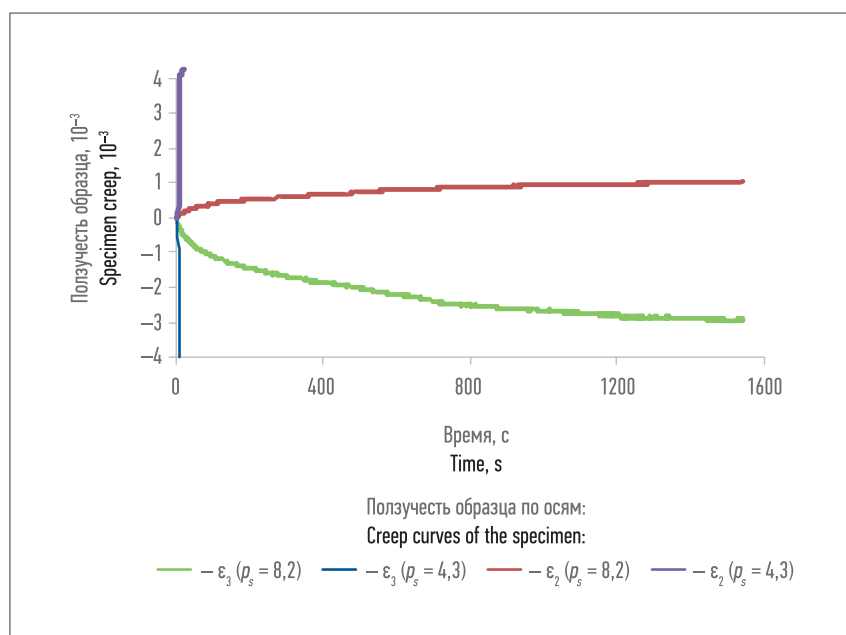


Рис. 6. Кривые ползучести образца, где  $p_s$  – забойное давление, МПа  
Fig. 6. Creep curves of the specimen, where  $p_s$  is the bottom-hole pressure, МПа

отчетливо видны образовавшиеся в результате нагружения макротрещины.

Результаты эксперимента свидетельствуют о том, что имеется реальная возможность повышения проницаемости пород-коллекторов ПХГ методом НРП за счет создания в ПЗП напряжений необходимого уровня.

### ВЫВОДЫ

Таким образом, применение метода НРП на пластах – объектах хранения газа имеет ряд отличительных особенностей по сравнению с его использованием на нефтегазовых месторождениях. Это связано с изменением напряжений от горного давления, действующих в глубине пласта,



Рис. 7. Образец после испытания  
Fig. 7. Specimen after the test

при циклическом изменении  $p_{пл}$  в пластах – объектах хранения газа при отборе/закачке газа. Как отмечалось выше, расчеты, выполненные на основе развитого геомеханического подхода, показали, что максимальные касательные напряжения на контуре вертикальных и горизонтальных скважин при создании депрессии на их забое возникают при максимальном пластовом давлении в ПХГ, т.е. в конце процесса закачки. Соответственно, и эффективность реализации метода НРП будет максимальной в данный момент времени, поскольку в этом случае можно создать в ПЗП максимальные напряжения.

В случае горизонтальных скважин наибольшие сжимающие напряжения и, соответственно, касательные напряжения возникают в верхней и нижней точках их контура.

Выполненные на установке ИСТНН испытания кернового материала из скважин Арбузовского ПХГ позволяют сделать вывод о реальной возможности повышения проницаемости пород-коллекторов методом НРП за счет создания в ПЗП напряжений необходимого уровня. При реализации этого подхода необходимые напряжения в породе достигаются за счет создания на забое скважин достаточно глубоких депрессий. Перфорация, нарезание щелей, вырезание участка обсадной колонны в продуктивном интервале ствола скважины, операции, которые влияют на напряжения в ПЗП, могут инициировать и облегчить процесс трещинообразования в ПЗП. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Бекетов С.Б., Бражников А.А., Шебанов И.М. Методы воздействия на продуктивный пласт с целью повышения производительности скважин подземных хранилищ газа // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2008. № 7. С. 129–134.
2. Мельникова Е.В., Нифантов В.И., Мельников Е.А. и др. Результаты освоения скважин на подземных газоохранилищах и месторождениях углеводородов // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2015. № 3 (23). С. 47–54.
3. Нифантов В.И., Мельникова Е.В., Мельников С.А. Повышение продуктивности скважин: опыт, проблемы, перспективы. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014.
4. Boronin S.A., Tolmacheva K.I., Osiptsov A.A., et al. Modelling of injection well capacity with account for permeability damage in the near-wellbore zone for oil fields in Western Siberia // Proceedings of the SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow: SPE, 2017. Paper No. SPE-187806-MS. DOI: 10.2118/187806-MS.
5. Davies J.P., Davies D.K. Stress-dependent permeability: Characterization and modeling // SPE J. 2001. Vol. 6. No. 02. P. 224–235. Paper No. SPE-71750-PA. DOI: 10.2118/71750-PA.
6. Fatt I., Davis D.H. Reduction in permeability with overburden pressure // J. Pet. Technol. 1952. Vol. 4. No. 12. P. 16. Paper No. SPE-952329-G. DOI: 10.2118/952329-G.
7. Hu W., Wei Y., Bao J. Development of the theory and technology for low permeability reservoirs in China // Pet. Explor. Dev. 2018. Vol. 45. No. 4. P. 685–697. DOI: 10.1016/s1876-3804(18)30072-7. (На китайском)
8. Nguyen T.S., Li Z., Su G., et al. Hydro-mechanical behavior of an argillaceous limestone considered as a potential host formation for radioactive waste disposal // J. Rock Mech. Geotech. Eng. 2018. Vol. 10. No. 6. P. 1063–1081. DOI: 10.1016/j.jrmge.2018.03.010.
9. Holt R.M. Permeability reduction induced by a nonhydrostatic stress field // SPE Form. Eval. 1990. Vol. 5. No. 04. P. 444–448. Paper No. SPE-19595-PA. DOI: 10.2118/19595-pa.
10. Shi J.-Q., Durucan S. Exponential growth in San Juan Basin Fruitland coalbed permeability with reservoir drawdown: Model match and new insights // SPE Res. Eval. and Eng. 2010. Vol. 13. No. 6. P. 914–925. Paper No. SPE-123206-PA. DOI: 10.2118/123206-PA.
11. Nasser M.H.B., Young R.P. Laboratory triaxial and permeability tests on Tournemire shale and Cobourg limestone: Final report. Toronto: University of Toronto, Rock Fracture Dynamics Facility, 2016.
12. Yang S., Hu B. Creep and permeability evolution behavior of red sandstone containing a single fissure under a confining pressure of 30 MPa // Sci. Rep. 2020. Vol. 10. Article No. 1900 (2020). DOI: 10.1038/s41598-020-58595-2.
13. Христианович С.А., Коваленко Ю.Ф., Кулинич Ю.В., Карев В.И. Увеличение продуктивности нефтяных скважин с помощью метода георыхления // Нефть и газ Евразия. 2000. № 2. С. 90–94.
14. Klimov D.M., Karev V.I., Kovalenko Yu.F. Experimental study of the influence of a triaxial stress state with unequal components on rock permeability // Mech. Sol. 2015. Vol. 50. No. 6. P. 633–640. DOI: 10.3103/S0025654415060047.
15. Karev V., Kovalenko Yu., Ustinov K. Directional unloading method is new approach to enhancing oil and gas well productivity // Geomechanics of oil and gas wells. Advances in oil and gas exploration and production / V. Karev, Yu. Kovalenko, K. Ustinov (eds.). Cham, Switzerland: Springer, 2020. P. 155–166. DOI: 10.1007/978-3-030-26608-0\_10.
16. Желтов Ю.П., Христианович С.А. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта // Известия АН СССР. Отделение технических наук. 1955. № 5. С. 3–41.
17. Карев В.И., Королев Д.С., Коваленко Ю.Ф., Устинов К.Б. Геомеханическое и физическое моделирование деформационных процессов в пластах подземного хранилища газа при циклическом изменении пластового давления // Газовая промышленность. 2020. № S4 (808). С. 46–52.
18. Karev V., Kovalenko Yu., Ustinov K. Geomechanics of oil and gas wells. Advances in oil and gas exploration and production. Cham, Switzerland: Springer, 2020. DOI: 10.1007/978-3-030-26608-0.
19. Karev V.I., Kovalenko Yu.F. Chapter 23. Triaxial loading system as a tool for solving geotechnical problems of oil and gas production // True triaxial testing of rocks / M. Kwasniewski, X. Li, M. Takahashi (eds.). Leiden, Netherlands: CRC Press, 2012. P. 301–310.

REFERENCES

- (1) Beketov SB, Brazhnikov AA, Shebanov IM. Methods for payout bed stimulation to enhance well productivity of underground gas storage facilities. *Mining informational and analytical bulletin [Gornyj informacionno-analiticheskij byulleten']*. 2008; (7): 129–134. (In Russian)
- (2) Melnikova YeV, Nifantov VI, Melnikov YeA, Ivchenko OV, Ivchenko MV, Parfenov AM, et al. Results of wells development at underground gas storages and fields of hydrocarbons. *News of Gas Science [Vesti gazovoy nauki]*. 2015; 23(3): 47–54. (In Russian)
- (3) Nifantov VI, Melnikova YeV, Melnikov SA. *Enhancing Well Productivity: Experience, Challenges, Prospects*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ; 2014. (In Russian)
- (4) Boronin SA, Tolmacheva KI, Osiptsov AA, Orlov DM, Koroteev DA, Sitnikov AN, et al. Modelling of injection well capacity with account for permeability damage in the near-wellbore zone for oil fields in Western Siberia. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16 October 2017, Moscow, Russia*. Moscow: SPE; 2017. Paper No. SPE-187806-MS.
- (5) Davies JP, Davies DK. Stress-dependent permeability: Characterization and modeling. *SPE J*. 2001; 6(02): 224–235.
- (6) Fatt I, Davis DH. Reduction in permeability with overburden pressure. *J. Pet. Technol*. 1952; 4(12): 16.
- (7) Hu W, Wei Y, Bao J. Development of the theory and technology for low permeability reservoirs in China. *Pet. Explor. Dev*. 2018; 45(4): 685–697. (In Chinese)
- (8) Nguyen TS, Li Z, Su G, Nasser MHP, Young RP. Hydro-mechanical behavior of an argillaceous limestone considered as a potential host formation for radioactive waste disposal. *J. Rock Mech. Geotech. Eng*. 2018; 10(6): 1063–1081.
- (9) Holt RM. Permeability reduction induced by a nonhydrostatic stress field. *SPE Form. Eval*. 1990; 5(04): 444–448.
- (10) Shi J-Q, Durucan S. Exponential growth in San Juan Basin Fruitland coalbed permeability with reservoir drawdown: Model match and new insights. *SPE Reservoir Eval. and Eng*. 2010; 13(6): 914–925.
- (11) Nasser MHB, Young RP. *Laboratory triaxial and permeability tests on Tournemire shale and Cobourg limestone: Final report*. University of Toronto, Rock Fracture Dynamics Facility. Report number: RSP-413.8, 2016.
- (12) Yang S, Hu B. Creep and permeability evolution behavior of red sandstone containing a single fissure under a confining pressure of 30 MPa. *Sci. Rep*. 2020; 10: article ID 1900 (2020).
- (13) Khristianovich SA, Kovalenko YuF, Kulnich YuV, Karev VI. Enhancing the productivity of oil wells using the geoloosening method. *Oil & Gas Eurasia [Neft' i gaz Evraziya]*. 2000; (2): 90–94.
- (14) Klimov DM, Karev VI, Kovalenko YuF. Experimental study of the influence of a triaxial stress state with unequal components on rock permeability. *Mech. Sol*. 2015; 50(6): 633–640.
- (15) Karev V, Kovalenko Yu, Ustinov K. Directional unloading method is new approach to enhancing oil and gas well productivity. In: Karev V, Kovalenko Yu, Ustinov K. *Geomechanics of Oil and Gas Wells*. Series: Advances in Oil and Gas Exploration and Production. Cham, Switzerland: Springer; 2020. p. 155–166.
- (16) Zheltov YuP, Khristianovich SA. On hydraulic fracturing of the oil-bearing formation. *Proceedings of Academy of Sciences of the Soviet Union. Technical Sciences Section [Izvestiya AN SSSR. Tekhnicheskie nauki]*. 1955; (5): 3–41.
- (17) Karev VI, Korolev DS, Kovalenko YuF, Ustinov KB. Rock mechanics and physical simulation of strains in underground gas storage facilities' reservoirs at the cyclic change in formation pressure. *Gas Industry [Gazovaya promyshlennost']*. 2020; 808(S4): 46–52.
- (18) Karev V, Kovalenko Yu., Ustinov K. *Geomechanics of Oil and Gas Wells*. Series: Advances in Oil and Gas Exploration and Production. Cham, Switzerland: Springer; 2020.
- (19) Karev VI, Kovalenko YuF. Chapter 23. Triaxial loading system as a tool for solving geotechnical problems of oil and gas production. In: Kwasniewski M, Li X, Takahashi M (eds.) *True Triaxial Testing of Rocks*. Geomechanics Research Series. Leiden, Netherlands: CRC Press; 2012. p. 301–310.

## С.В. ГУСТОВ: «ИСПОЛЬЗУЕМ САМЫЕ СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В РАЗВИТИИ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ»

К 2030 г. в России должна быть обеспечена стопроцентная технически возможная газификация регионов страны. О полномочиях Единого оператора газификации, механике и финансировании реализации программы, а также об инновационных технологиях, которые позволят повысить ее эффективность, представителям СМИ в преддверии общего годового собрания акционеров ПАО «Газпром» рассказал генеральный директор ООО «Газпром межрегионгаз» Сергей Вадимович Густов.



Доля «Газпрома» в общей реализации природного газа в России по итогам 2020 г. составляет порядка 72 %, или 243,7 млрд м<sup>3</sup> газа. Спрос на природный газ внутри страны высок и в течение ближайших лет будет только расти. Это связано в том числе и с реализацией программы развития газоснабжения и газификации регионов Российской Федерации на 2021–2025 гг., в которой участвует «Газпром». Компания направит на ее финансирование почти в три раза больше денежных средств, чем на программу предшествующего периода, – 526,1 млрд руб.

Благодаря этому будет возможно реализовать масштабный план мероприятий по внедрению социально ориентированной и экономически эффективной системы газификации и газоснабжения субъектов. Среди

прочего план включает совершенствование действующего законодательства, повышение уровня автоматизации и цифровизации процессов управления системой газоснабжения и газификации и, что самое важное, введение института Единого оператора газификации. К зоне его ответственности будет относиться строительство внутрипоселковых газопроводов от газораспределительной станции до границ земельных участков. Как рассказал руководитель ООО «Газпром межрегионгаз», отвечая на вопрос «Газовой промышленности», создавать их будут с учетом новейших технологий.

«Мы используем самые современные технологии в развитии и строительстве систем газоснабжения. Я выступаю за то, чтобы газовые трубы были под землей, чтобы они были полиэтиленовые, чтобы не нужно было защищать металл: полиэтилен 50 и 70 лет лежит и не требует никакой окраски. Я выступаю за то, чтобы это было современное газорегулирующее оборудование, и более того: мы жестко решениями научно-технического совета «Газпром межрегионгаз» продвигаем эту инновационную техническую политику», – сказал С.В. Густов.

ОТСЛЕЖИВАТЬ ТЕМПЫ ГАЗИФИКАЦИИ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ МОЖНО НА СПЕЦИАЛЬНОМ РЕСУРСЕ [GAZPROMMAP.RU](http://GAZPROMMAP.RU), ГДЕ ДОСТУПНА ВСЯ ИНФОРМАЦИЯ О 67 РЕГИОНАХ – УЧАСТНИКАХ ПРОГРАММЫ НА 2021–2025 ГГ.



Единый оператор газификации станет также и ключевым участником программы догазификации регионов, которую реализует «Газпром». Напомним, что по результатам послания Президента Российской Федерации Федеральному Собранию было дано поручение: до 1 января 2023 г. в газифицированных населенных пунктах построить газопроводы до границ земельных участков без привлечения средств граждан. Работа в этом направлении уже началась.

«Минэнерго России совместно с Группой «Газпром», администрациями субъектов и газораспределительными организациями осуществляют сбор и уточнение информации о планируемом объеме догазификации», – сообщил глава ООО «Газпром межрегионгаз».

Отслеживать темпы газификации в реальном времени можно на специальном ресурсе [gazpromtar.ru](http://gazpromtar.ru), где доступна вся информация о 67 регионах – участниках программы на 2021–2025 гг.

«По предварительным оценкам, при реализации пятилетней программы увеличение потребления газа в стране достигнет 18,6 млрд м<sup>3</sup>, приблизительно это около 7,5 %, если считать от текущего ежегодного объема реализации газа», – ответил руководитель компании на вопрос журналистов.

Доведение газопровода до границ земельных участков не единственный масштабный проект «Газпром межрегионгаза». Еще одно приоритетное направление – повышение уровня клиентоориентированности сервиса, которое выражается во внедрении интеллектуальных систем учета газа. Помимо этого, компания развивает цифровые сервисы мониторинга потребления энергоресурса и его оплаты.

«У нас 31 684 000 лицевых счетов потребителей, мы работаем над тем, чтобы все данные учитывались автоматически, наша цель – сделать так, чтобы человеку было легко и удобно платить, и решаем



«У нас 31 684 000 лицевых счетов потребителей, мы работаем над тем, чтобы все данные учитывались автоматически, наша цель – сделать так, чтобы человеку было легко и удобно платить, и решаем эти задачи на российских платформах в сотрудничестве с банками, финансовыми партнерами и телекоммуникационными компаниями».



эти задачи на российских платформах в сотрудничестве с банками, финансовыми партнерами и телекоммуникационными компаниями», – отметил С.В. Густов.

Так, дальнейшее внедрение сервисов, комфортных для потребителя, будет происходить в рамках трехстороннего соглашения о сотрудничестве, подписанного ООО «Газпром межрегионгаз», АО «Газпромбанк» и ПАО «Ростелеком».

«Ростелеком» реализует программу устранения цифрового неравенства, согласно которой почти во все населенные пункты Российской Федерации в ближайшие годы поступит оптоволоконная связь, и, конечно, у каждого

жителя должен быть установлен интеллектуальный автоматизированный узел учета газа, с которого мы в режиме онлайн будем собирать показания о расходе газа; делать систему диспетчеризации, автоматизации. Для жителя это должен быть простой сервис в мобильном телефоне или на компьютере, где мы будем видеть, как газопотребление этого года отличается от предыдущего», – рассказал генеральный директор ООО «Газпром межрегионгаз».

К слову, если в 2020 г. в связи с пандемией коронавирусной инфекции население накопило долги перед поставщиком газа, то к сегодняшнему дню ситуация с неплатежами выравнивается. ■

## НОВЫЕ ПОДХОДЫ К РАСЧЕТУ С ПОТРЕБИТЕЛЯМИ ЗА ГАЗ

Ф.Н. Вербицкий, ООО «Газпром межрегионгаз» (Санкт-Петербург, Россия)

В данной статье описывается реализуемый в группе компаний ООО «Газпром межрегионгаз» проект по внедрению новой технологической Платформы расчетов и взаимодействия с абонентами. Приводятся ключевые предпосылки для ее создания и требования к ней как к современной системе биллинга абонентов. Дается общее описание функциональной структуры платформы и комплекса системно-технической инфраструктуры, которая обеспечивает функционирование. В завершение статьи приводятся текущий статус внедрения в пилотных регионах, ближайшие планы по дальнейшей реализации проекта и ключевые эффекты, которых уже удалось добиться.

В условиях современного быстрого развития информационных технологий и постоянной повышающейся клиент-ориентированности компаний структурам ПАО «Газпром» необходимо не отставать от идущего вперед рынка, активно внедряя инновации и совершенствуя имеющийся ИТ-потенциал. Это касается и такой сферы деятельности Общества, как реализация природного газа на территории РФ и, соответственно, взаимодействие с потребителями.

Одна из важнейших компонент, отвечающих за ведение взаиморасчетов с абонентами, – система биллинга. В настоящее время она должна обеспечивать быстрый и точный расчет всех начислений по полной абонентской базе региона, которая, например, в Нижегородской обл. достигает полутора миллионов лицевого счетов.

Используемая в группе компаний ООО «Газпром межрегионгаз» система биллинга внедрялась более 10 лет назад и обладает рядом недостатков, которые на сегодняшний день осложняют работу как специалистов на местах, так и систем сбора и анализа предоставляемой в управляющую компанию отчетности. Среди выявленных недостатков можно выделить:

- наличие множества разрозненных информационных систем в регионах, слабую автоматизацию

процессов, большое количество ручной работы;

- требующуюся существенную локальную модернизацию программного обеспечения (ПО) под нужды региональных особенностей вследствие изменения и доработки функционала системы биллинга;

- отсутствие в региональных компаниях по реализации газа единых баз данных (в ряде субъектов количество баз данных с абонентами может достигать до 50);

- длительное и трудоемкое закрытие месяца и формирование расчетов и начислений за поставленный населению газ;

- отсутствие единой унифицированной методики расчетов с абонентами;

- отсутствие возможности онлайн-интеграции с клиентскими сервисами (личный кабинет, единое окно, технологическое присоединение).

Следует также отметить, что существующая система биллинга реализована на основе технологии толстого клиента, в связи с чем имеется существенный потенциал в уменьшении затрат на содержание системно-технической инфраструктуры, ПО и администрирование.

Вышеописанный перечень предпосылок к замене и модернизации системы биллинга абонентов – физических лиц не исчерпываю-

щий, но уже на его основе можно сделать вывод о том, что необходимость обновления критична и давно назрела. При этом с учетом современных тенденций к построению комплексных систем автоматизации и цифровизации процессов работы с абонентами принято решение не просто заменить устаревшую, а заложить основу будущей глобальной экосистемы ООО «Газпром межрегионгаз», которая объединит в себе все сервисы по работе с абонентами региональных компаний в сфере реализации газа и газораспределительными организациями (ГРО). В качестве основы предполагается использовать Платформу расчетов и взаимодействия с абонентами (ПРИВА), разработка которой уже началась. Структура первого этапа реализации ПРИВА представлена на рис. 1.

Как видно из рис. 1, основа ПРИВА – это модуль по расчетам с абонентами – физическими лицами за поставляемый газ и модуль ГРО для работы по техническому осмотру внутридомового газового оборудования (ТО ВДГО) и техническому присоединению. Данные модули призваны полностью автоматизировать бизнес-процессы региональных компаний по реализации газа и ГРО в части взаимодействия с абонентами – физическими лицами. Кроме того, ПРИВА уже на первом этапе

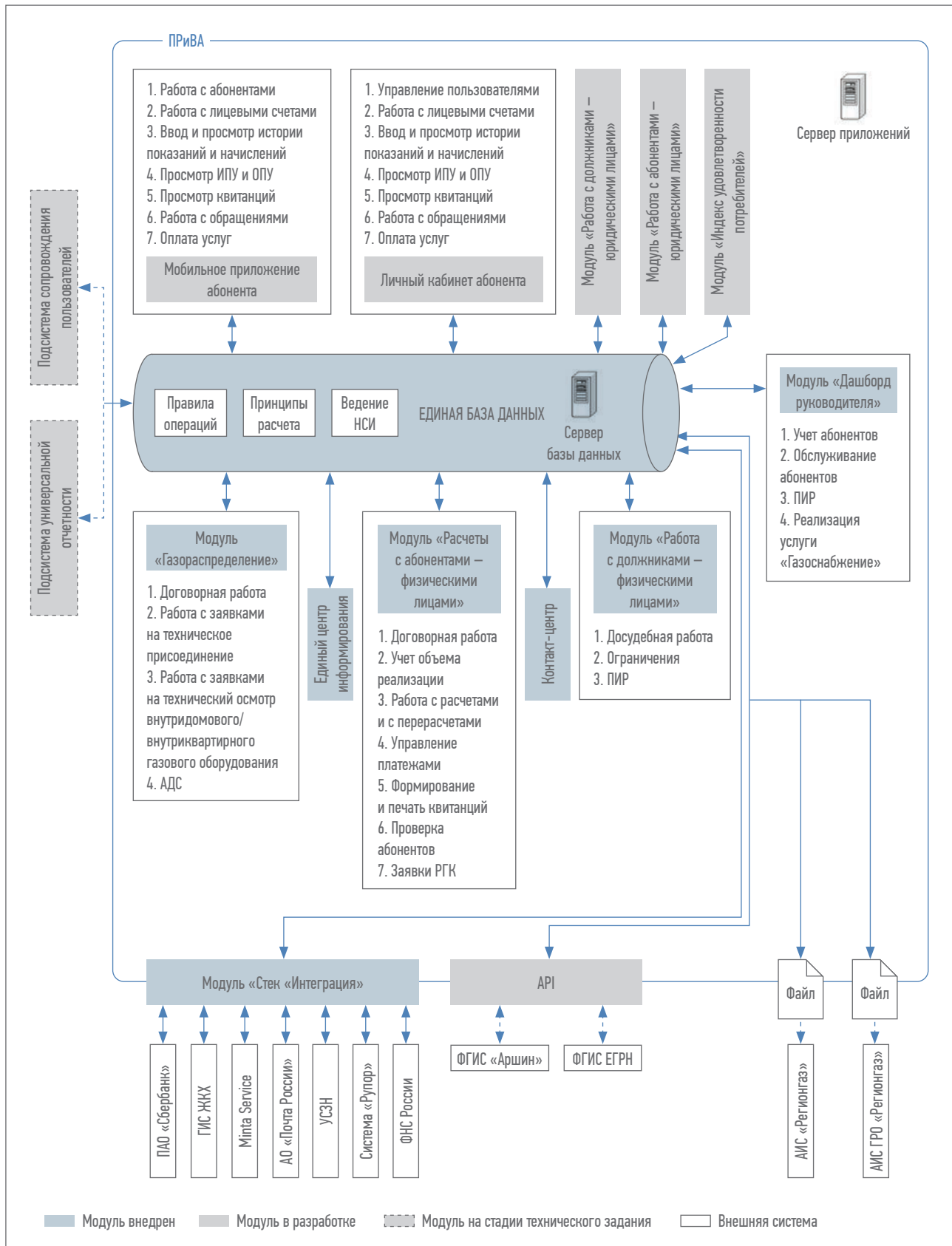


Рис. 1. Состав ПРИВА, где АДС – аварийно-диспетчерская служба, АИС – автоматизированная информационная система, ГИС ЖКХ – Государственная информационная система жилищно-коммунального хозяйства, ИПУ – индивидуальный прибор учета, ОПУ – общедомовой прибор учета, ПИР – претензионно-исковая работа, РГК – региональная компания по реализации газа, УСЗН – управление социальной защиты населения, ФГИС – федеральная государственная информационная система



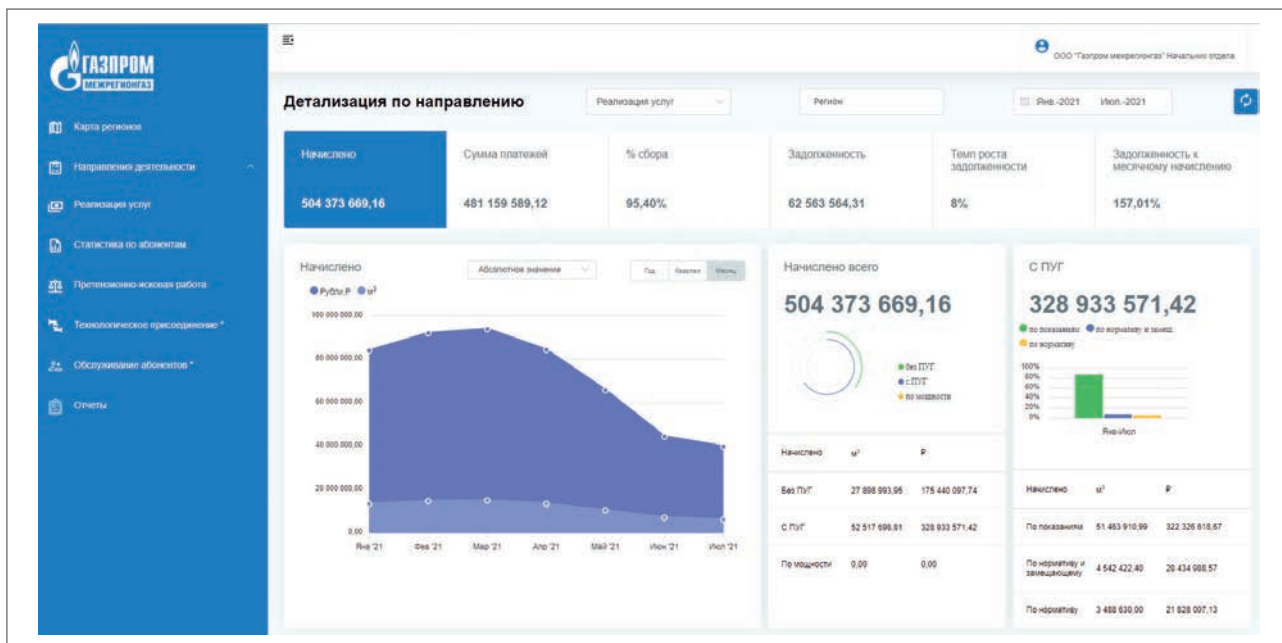


Рис. 2. Показатели по реализации услуг населению

внедрения включает в себя полный набор средств по предоставлению удаленных сервисов абонентам – личный кабинет и мобильное приложение для IOS и Android. В современных реалиях любая компания, которая хочет поддерживать необходимый уровень сервиса для своих клиентов, должна внедрять и постоянно совершенствовать

средства удаленной работы. Именно поэтому в проекте ПРИВА таким сервисам уделено особое внимание.

Одна из новых компонент, внедряемых в рамках ПРИВА, – дашборд руководителя. Это современная система поддержки принятия управленческих решений как на местах в региональ-

ных организациях по реализации газа и ГРО, так и в управляющей компании ООО «Газпром межрегионгаз». Дашборд руководителя представляет собой набор ключевых показателей эффективности деятельности предприятия, которые рассчитываются в режиме реального времени на основании данных, хранящихся в ПРИВА. В текущей

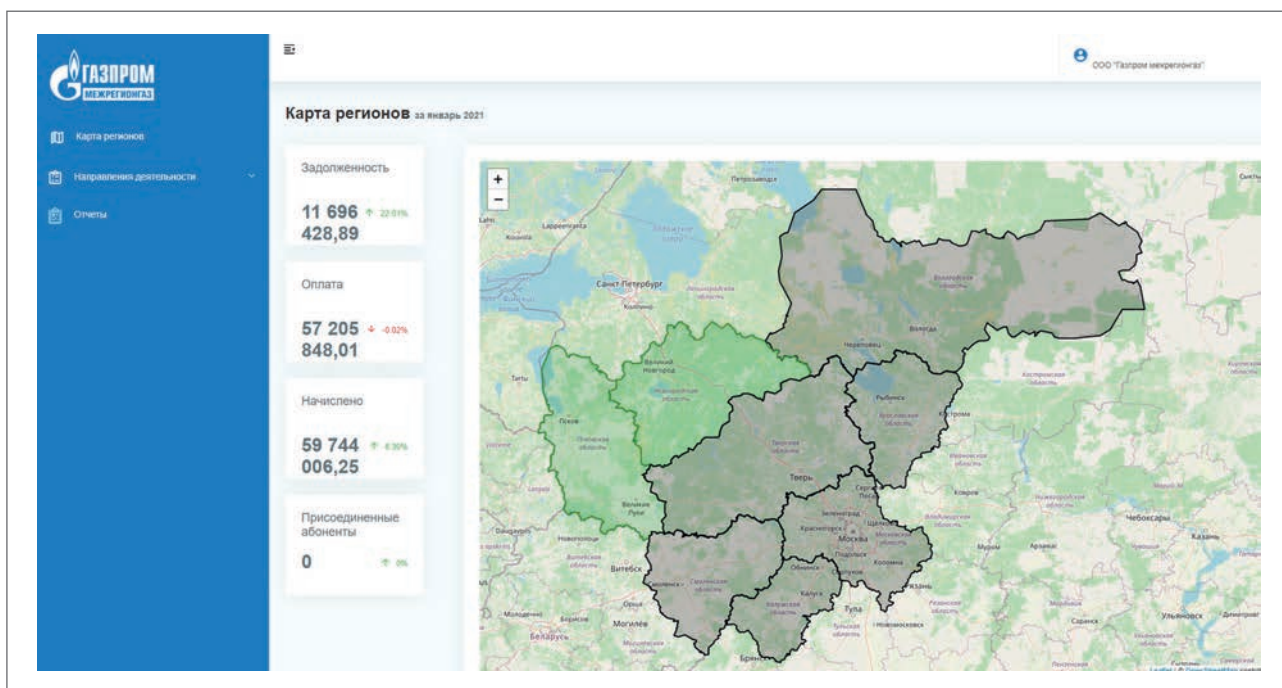


Рис. 3. Показатели в разрезе регионов

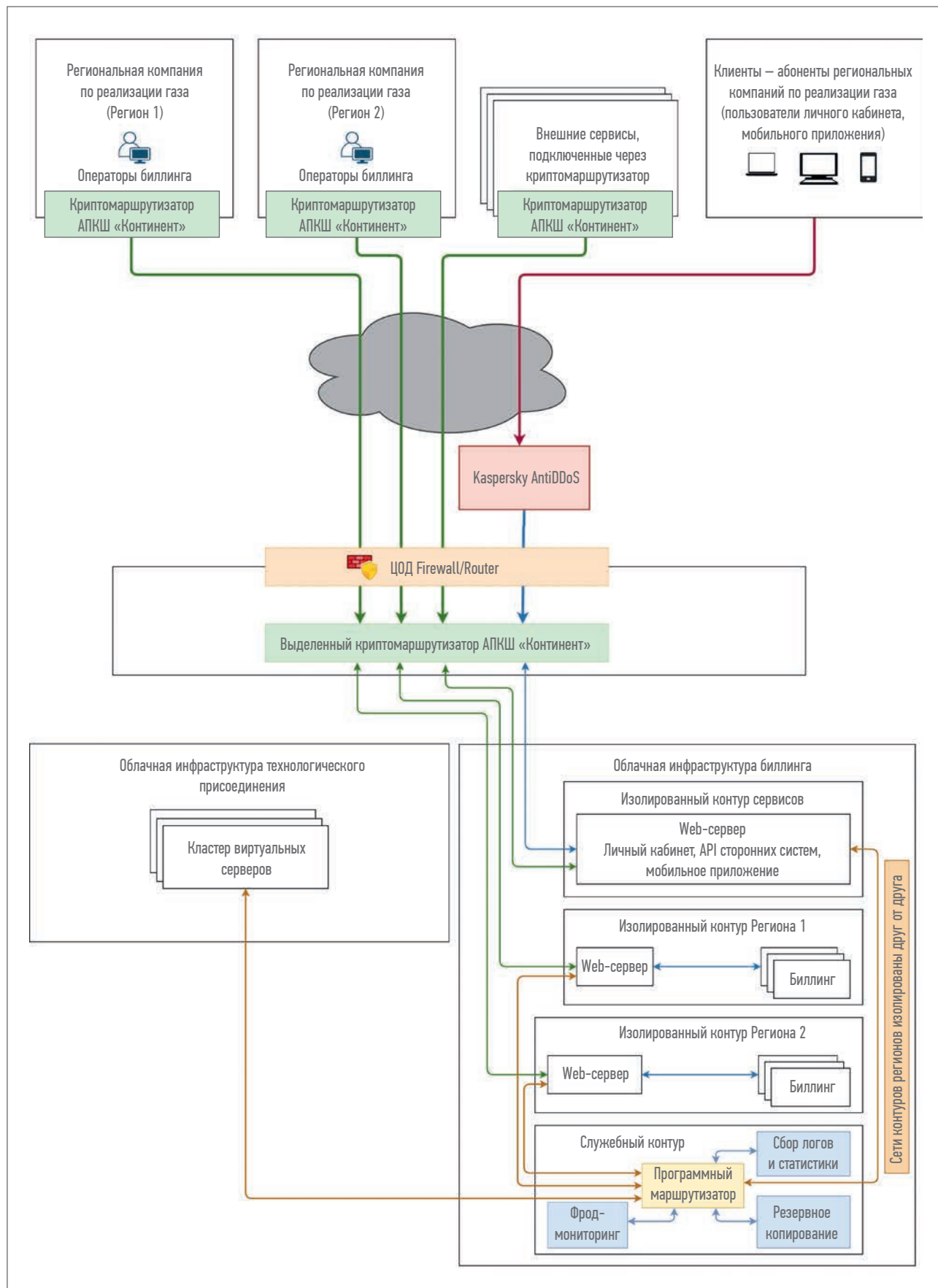


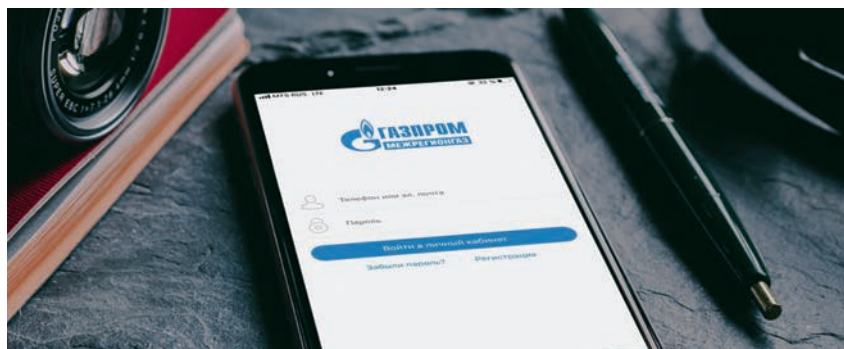
Рис. 4. Обобщенная схема облачной инфраструктуры биллинга, где АПКШ – аппаратно-программный комплекс шифрования

реализации в нем (дашборде) содержатся финансовые показатели результатов работы компаний группы ООО «Газпром межрегионгаз» с населением, статистика взаимодействия с абонентами, статус по претензионно-исковым мероприятиям и др. Все данные сгруппированы по направлениям деятельности и представлены в удобном инфографическом виде, который позволяет быстро отслеживать их отклонение от нормативных значений. Пример показателей по реализации услуг населению приведен на рис. 2.

Кроме того, дашборд руководителя позволяет производить анализ и группировку параметров по территориальному принципу и отражать их на карте регионов с возможностью сравнения между ними (рис. 3).

Архитектура ПРИВА подразумевает централизованное решение, при котором все компании группы ООО «Газпром межрегионгаз» работают с Обществом в единой инсталляции, развернутой в центре обработки данных (ЦОД) АО «Газпромбанк». Это способствует существенному снижению затрат на поддержку и сопровождение как системно-технической инфраструктуры, так и самой ПРИВА. Единая инсталляция позволяет централизованно вносить изменения, связанные с актуальными требованиями законодательства или введением новых методик учета, а кроме того, нивелировать возможность локально корректировать и дорабатывать систему в регионах. Подключение компаний к ЦОД осуществляется по защищенным каналам связи с использованием аппаратно-программных комплексов шифрования «Континент». Структура технических средств приведена на рис. 4.

Платформа расчетов и взаимодействия с абонентами в данный момент уже запущена в продуктивную эксплуатацию в ООО «Газпром межрегионгаз Псков», ООО «Газпром межрегионгаз Великий Новгород», ООО «Газпром межрегионгаз



Самара», ООО «Газпром межрегионгаз Ярославль». При этом стоит отметить, что Самарская обл. – один из крупнейших регионов по количеству потребителей газа среди населения. Это позволило выполнить проверку системы на возможность работы со значительным объемом данных и количеством лицевого счетов, выдерживать повышенную нагрузку от параллельного использования большого числа территориально распределенных пользователей из различных абонентских участков. Полученный в ходе внедрения ПРИВА в Самарской обл. опыт должен помочь существенно упростить и оптимизировать процесс тиражирования системы в крупных регионах с многочисленными потребителями. Во втором полугодии 2021 г. планируется запуск ПРИВА в промышленную эксплуатацию в ООО «Газпром межрегионгаз Владимир» и дальнейшее распространение в других субъектах.

На примере реализованного проекта по внедрению ПРИВА в пилотных регионах уже можно сказать, что достигнуты следующие результаты:

- повышен уровень автоматизации процессов по работе с дебиторской задолженностью населения, в том числе автоматизирована досудебная и претензионно-исковая работа, внедрен функционал по работе с ограничениями потребителей, повышена производительность системы. Для сравнения: полный расчет фонда небольшого региона (180 тыс. лицевого счетов) при использовании ПРИВА занимает около 30 мин, а в исторической

(ранее используемой) платформе продолжался более 8 ч, возможность запуска имелась только в ночное время;

- информация сведена в единую базу данных с нормализацией справочников;

- осуществлена интеграция со всеми источниками оплаты для приема платежей напрямую в новую систему;

- реализована опция «мгновенный расчет суммы к оплате» при вводе показания в личном кабинете абонента;

- все промежуточные программы и сервисы заменены единым ПО;

- выполнен перевод большинства услуг региональных компаний по реализации газа и ГРО в электронный вид;

- проведены оптимизация и совершенствование механизма по размещению информации в Государственной информационной системе жилищно-коммунального хозяйства и фискализации онлайн-платежей (онлайн-касса) в соответствии с Федеральным законом № 54-ФЗ от 22.05.2003 г. «О применении контрольно-кассовой техники при осуществлении расчетов в Российской Федерации»;

- система реализована на едином ПО для ГРО и региональных компаний по реализации газа. Проведены унификация и сокращение разрозненного ПО в филиалах, и, как следствие, сокращены издержки на сопровождение;

- обеспечена возможность автоматического сбора показаний от smart-счетчиков, исключая ручную ввод абонентами – физическими лицами. ■



## ЗАВОД ПО ПРОИЗВОДСТВУ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ «ИНТЕРПЛАСТИК» – КАЧЕСТВЕННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ГАЗОПРОВОДОВ

ООО «ИНТЕРПЛАСТИК» – современная высокотехнологичная компания с философией производственного развития, ориентированная на комплексность в создании надежных и качественных инженерных сетей и коммуникаций, современных решений, позволяющих повысить комфорт и сохранить природу.

Почему следует доверять заводу «ИНТЕРПЛАСТИК»:

- компания обладает командой экспертов с большим производственным опытом и инновационной производственной площадкой в Республике Татарстан общей площадью 25 000 м<sup>2</sup>;

- производитель гарантирует высокое качество продукции, которого позволяют добиться собственная лаборатория, качественные материалы, прохождение процедуры сертификации в системе добровольной сертификации (СДС) ГАЗСЕРТ;

- сотрудники всегда понимают суть вопроса, сопровождают клиента, начиная с проектного решения и заканчивая вводом в эксплуатацию газопроводных инженерных сетей. ООО «ИНТЕРПЛАСТИК» – полноценный партнер;

- компания обладает высокой репутацией (четкие сроки, прозрачные предложения);

- завод регулярно внедряет передовые технологии, используя в работе самое современное оборудование и сырье;

- благодаря производственным мощностям и базам в Москве, Санкт-Петербурге, Казани, Вологде, а также эффективной логистике предприятие реализует проекты федерального масштаба;

Компания «ИНТЕРПЛАСТИК» производит:

- напорные полиэтиленовые трубы для газоснабжения по ГОСТ Р 58121.2–2018 диаметром до 630 мм;

- напорные многослойные трубы под брендом «Мультиплекс II» –



**НАША МИССИЯ: ИНЖЕНЕРНЫЕ СЕТИ,  
СОЗДАЮЩИЕ КОМФОРТ!**

двухслойные и «Мультиплекс III» – трехслойные. Трубы изготовлены по ТУ 22.21.21–006–15531453–2018 для питьевого водоснабжения и ТУ 22.21.21–007–15531453–2018 для газификации и соответствуют требованиям ГОСТ 18599–2001, ГОСТ Р 58121.2–2018 до 800 мм;

- напорные трубы с защитной оболочкой из полимерного композита под брендом «МУЛЬТИПЛЕКС ПРО»;

- напорные трубы из полиэтилена, устойчивого к образованию и распространению трещин ПЭ100 RC;

- многослойные трубы, устойчивые к короткому замыканию кабеля, для электрических сетей «ЭЛЕКТРОПЛЕКС»;

- многослойные трубы, устойчивые к абразивному износу, «МУЛЬТИМАЙН».

Завод по производству труб «ИНТЕРПЛАСТИК» в мае 2021 г. успешно прошел все стадии контроля аккредитованным органом по сертификации ООО «ТЕХЭКСПЕРТКОНСАЛТ» в рамках СДС ГАЗСЕРТ. Заключение экспертов: трубопроводная по-

лимерная продукция полностью соответствует ГОСТ Р 58121.1–2018 (ИСО 4437–1:2014), ГОСТ Р 58121.2–2018 (ИСО 4437–2:2014).

В рамках системы качества весь период действия сертификата ГАЗСЕРТ (№ ЮАЧ1.RU.1406.H.00063), до 15.06.2024 г., полиэтиленовые трубы для газификации проходят периодический лабораторный и инспекционный контроль.

Система ГАЗСЕРТ, созданная АО «Газпром газораспределение», – это один из ключевых механизмов защиты ПАО «Газпром», дочерних и подрядных организаций в рамках применения качественной трубопроводной продукции для прокладки сетей газоснабжения.

*Уважаемые коллеги и партнеры! На сегодняшний день завод «ИНТЕРПЛАСТИК» успешно поставляет трубную продукцию на стратегические объекты газификации в России, входит в когорту надежных и качественных производителей и приглашает к долгосрочному взаимовыгодному сотрудничеству!* ■



**ООО «ИНТЕРПЛАСТИК»**  
422625, Россия, Республика Татарстан, Лаишевский р-н, с. Песчаные Ковали, ул. Октябрьская, д. 57  
Тел.: +7 (495) 784–82–90, +7 (843) 204–43–30  
E-mail: info@inplastic.ru  
www.inplastic.ru  
www.rem-gas.ru

# ПЕРВЫЕ ШАГИ К НАЦИОНАЛЬНОЙ ПЛАТФОРМЕ РЕАЛИЗАЦИИ ГАЗА. ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ЕИТП

**К.А. Мойся**, ООО «Газпром межрегионгаз» (Санкт-Петербург, Россия)

**С.Ю. Пашала**, ООО «Газпром межрегионгаз»

**М.В. Квашенников**, ООО «Газпром межрегионгаз»

**М.А. Антонов**, ООО «Газпром межрегионгаз»

Рассматриваются тенденции развития Единого информационно-технологического пространства диспетчерских служб ООО «Газпром межрегионгаз Санкт-Петербург». Анализируются проблемы, с которыми пришлось столкнуться и которые еще предстоит решить. Отмечены преимущества внедрения инновационной системы.

## НЕМНОГО ИСТОРИИ

В соответствии с решением протокола совещания от 24.09.2010 г., утвержденного Председателем Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллером (резолюция № 01-98 от 07.10.2010 г., рис. 1), ООО «Газпром межрегионгаз» было поручено создание Единого информационно-технологического пространства (ЕИТП) диспетчерских служб группы компаний ОАО «Газпром» на пилотных объектах ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» и ООО «Газпром межрегионгаз Санкт-Петербург».

Единое информационно-технологическое пространство – это

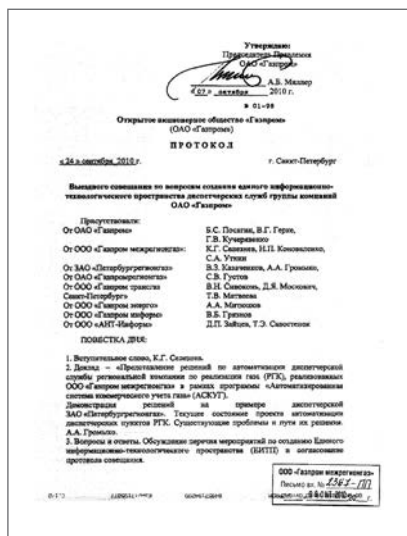
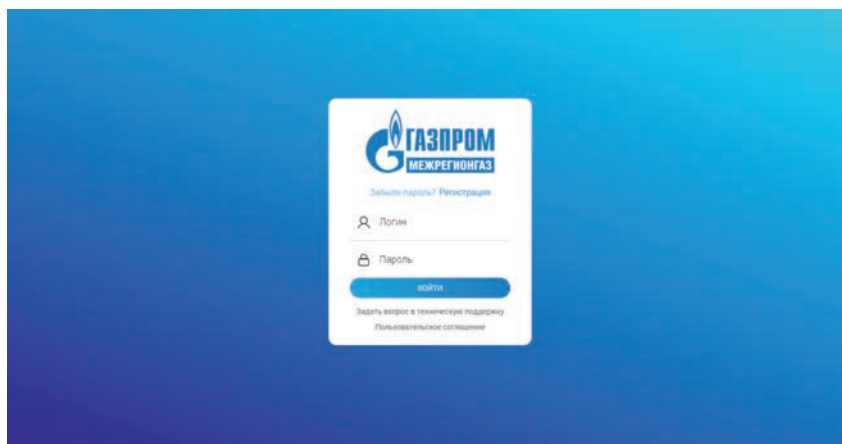


Рис. 1. Протокол ОАО «Газпром» № 01-98 от 07.10.2010 г.



совокупность программных, аппаратных и инфраструктурных решений, разворачиваемых в компаниях группы ПАО «Газпром», обеспечивающих автоматизированный сбор, консолидацию и наглядное представление информации о технологических параметрах системы газоснабжения, собираемой на всех уровнях процесса управления газоснабжением потребителей в РФ.

На 1 ноября 2011 г.:

- разработан и согласован проект, в соответствии с которым выполнено строительство систем телеметрии на узлах учета газораспределительных станций. Построено 205 объектов и созданы системы сбора данных (компоненты ЕИТП) в 12 линейно-производственных управлениях ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург».

Системы находятся в тестовой эксплуатации с июня 2011 г.;

- настроен информационный обмен оперативными данными об объемах и параметрах транспортируемого газа по тракту ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» – ООО «Газпром межрегионгаз Санкт-Петербург» – ООО «Газпром межрегионгаз»;
- настроено информационное взаимодействие между компонентами ЕИТП, существующей автоматизированной системой диспетчерского линейно-производственного управления и диспетчерским управлением ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», обеспечившее оперативную передачу данных об объемах и параметрах транспортируемого газа по тракту ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» – центральный

производственно-диспетчерский департамент – ПАО «Газпром»;  
– завершено строительство систем защиты диспетчерской информации для ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», ООО «Газпром трансгаз Самара» и ООО «Газпром межрегионгаз» на основании проектных решений и рабочей документации.

**Строительство узлов учета газа и контрольных пунктов телеметрии**

До конца 2011 г. было установлено 18 992 пункта телеметрии, обеспечивающих оперативный контроль за более чем 80 % объема поставок газа.

**ВНЕДРЕНИЕ ИНФОРМАЦИОННО-УПРАВЛЯЮЩЕЙ СИСТЕМЫ «ГАЗ»**

Информационно-управляющая система «ГАЗ» (ИУС-ГАЗ) представляет собой автоматизированную систему диспетчерского управления, предназначенную для автоматизации процессов регулирования поставок и распределения газа по территории РФ.

Внедрение программного обеспечения (ПО) «ИУС-ГАЗ» выполнялось в качестве пилотного проекта в ООО «Газпром межрегионгаз Санкт-Петербург», в 47 региональных газовых компаниях (РГК) и в оперативно-диспетчерской службе ООО «Газпром межрегионгаз» (для создания корпоративной базы данных автоматизированной системы диспетчерского управления).

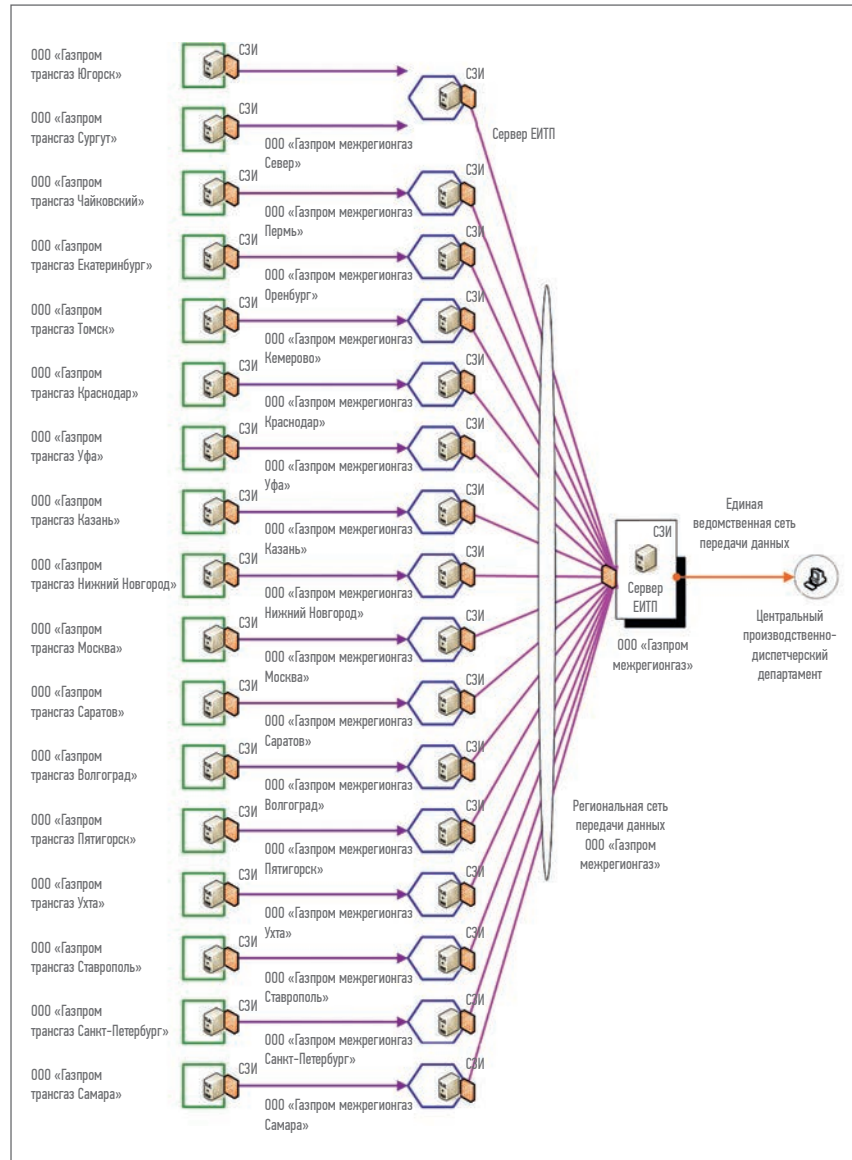


Рис. 3. Инфраструктурная воронка сбора диспетчерской информации, где СЗИ – система защиты информации

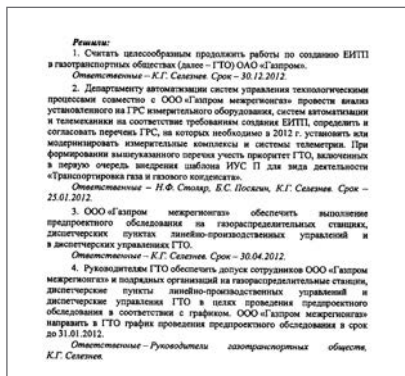


Рис. 2. Решения протокола совещания № 01-1 от 16.01.2012 г.

Особенность этого процесса (внедрения ПО) для автоматизации диспетчерского управления заключается в необходимости настройки информационного взаимодействия с множеством существующих автоматизированных систем в РГК, газораспределительных организациях (ГРО), газотранспортных компаниях и ООО «Газпром межрегионгаз», в том числе с финансово-учетными системами, контроллерами телеметрии и др. Одним из важных преимуществ ИУС-ГАЗ стало включение в систему универсальной интеграционной платформы,

позволяющей быстро настроить внешнее взаимодействие.

Работы по созданию ЕИТП диспетчерских служб ПАО «Газпром» в 2012 г. выполнялись ООО «Газпром межрегионгаз» во исполнение решений протокола совещания у Председателя Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллера № 01-1 от 16.01.2012 г. (рис. 2).

В результате были построены инфраструктурные решения ЕИТП, позволяющие собирать и обрабатывать диспетчерскую информацию группы ПАО «Газпром» (рис. 3).

В настоящее время благодаря ЕИТП можно аккумулировать



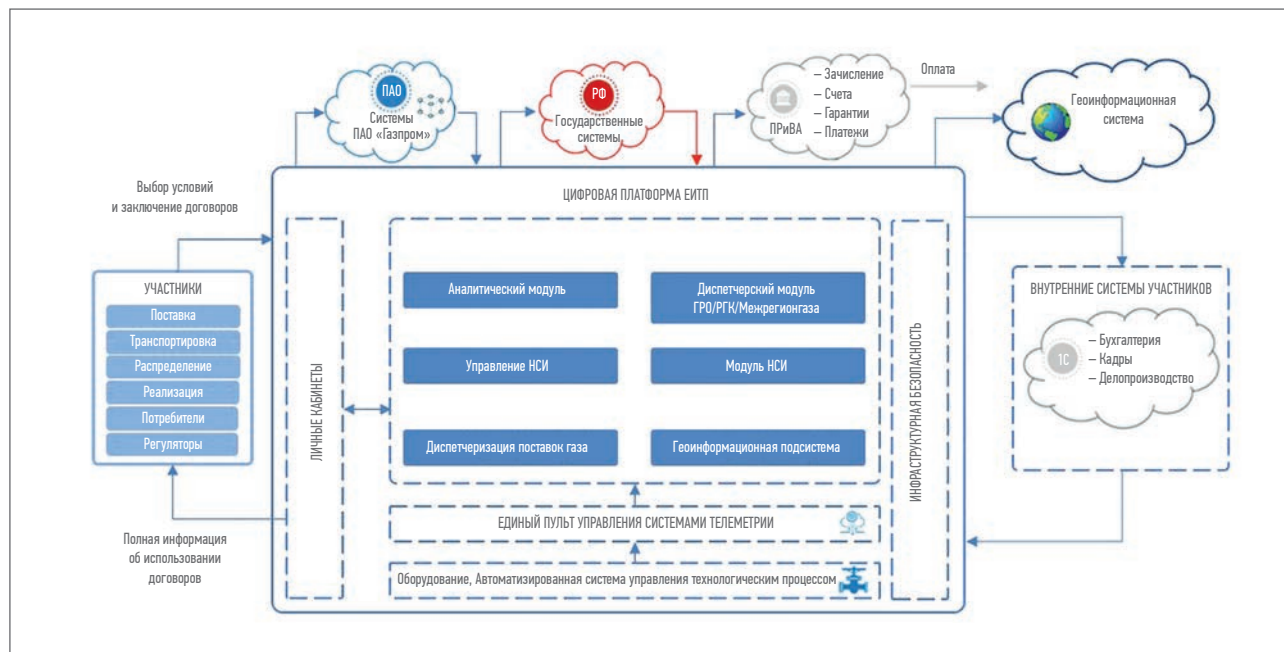


Рис. 4. Предлагаемая облачная архитектура для дальнейшего развития функциональности ЕИТП, где ПриВА – Платформа расчетов и взаимодействия с абонентами

информацию с систем телеметрии 17 газотранспортных организаций и 53 РГК, формировать оперативный диспетчерский баланс газа на уровне центрального производственно-диспетчерского управления ООО «Газпром межрегионгаз».

*При эксплуатации ЕИТП были выявлены следующие задачи:*

- интегрировать ЕИТП с финансово-учетными системами РГК на базе автоматизированной информационной системы (АИС) «Регионгаз» и Информационно-управляющей системы ООО «Газпром межрегионгаз» по видам деятельности «газораспределение» и «реализация газа» посредством файлового обмена. Эта проблема связана с отсутствием в РГК унификации структур хранения данных и атрибутов системы АИС «Регионгаз». Состав и целостность данных также отличаются. Для настройки взаимодействия в каждой РГК требуются проектные решения;
- интегрировать ИУС-ГАЗ с системами телеметрии и другими источниками данных о поставках газа в РГК посредством файлового обмена. Появление этой сложности связано со значительным разно-

образием систем, отсутствием поддержки производителей, необходимостью разработки специализированных адаптеров;

- создать единую нормализованную нормативно-справочную информацию (НСИ), используемую в информационных системах РГК, и организовать централизованное ведение НСИ в ООО «Газпром межрегионгаз». Для достижения данной цели требуется дополнительное время и разработка специальных мероприятий;
- решить проблему отсутствия геопривязанных схем газотранспортной системы в ГРО и РГК;
- преодолеть низкий уровень автоматизации в части сбора и обработки диспетчерской информации в ГРО.

#### ВЫЗОВ ВРЕМЕНИ

Аналогичные вопросы актуальны и сегодня. Для их решения 30.08.2019 г. заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркеловым был утвержден План мероприятий по дальнейшему развитию функциональности единого информационного пространства поставок газа и создана совместная временная

рабочая группа по организации взаимодействия ПАО «Газпром» и ПАО «Ростелеком» по вопросам внедрения и развития цифровых технологий в газовой отрасли.

В рамках указанных мероприятий предлагается построение решения на основе облачных технологий (рис. 4).

#### ПРЕИМУЩЕСТВА ОБЛАЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Появление технологий облачных вычислений и хранилищ данных в корне изменило традиционный принцип построения информационных систем и интеграции прикладных приложений. Пользователи могут запускать программы, требующие высокопроизводительного оборудования, не имея такового в наличии. Для быстрого действия приложений достаточно высокоскоростного интернет-соединения. Зачастую бывает, что использование облачных технологий экономически более выгодно, чем инвестиции в собственную ИТ-инфраструктуру, которая требует постоянных вложений в техническую поддержку, модернизацию и обеспечение информационной безопасности.

*Инфраструктурные преимущества:*

- гибкое и оперативное масштабирование;
- формирование единого корпоративного источника данных;
- отсутствие дублирования информации (НСИ, данных газотранспортных организаций, РГК, ГРО);
- отсутствие необходимости синхронизации данных, многократной передачи их больших объемов;
- отсутствие дублирования общесистемного и прикладного ПО;
- оптимальное использование вычислительных ресурсов;
- реализация концепции SAAS (software as a service);
- микросервисная архитектура;
- сокращение затрат на эксплуатирующий персонал и его обучение на местах, на обслуживание и сопровождение в регионах, а также за счет использования сторонних сервисов;

– простота контроля и мониторинга, повышение надежности и доступности.

*Технологические преимущества:*

- полностью современный технологический стек разработки;
- метаданные – гибкая информационная модель;
- простота функционального расширения;
- встроенные средства аналитики данных;
- декларативное создание объектов интерфейса;
- пополняемая библиотека компонентов;
- масштабирование;
- поддержка кластеров;
- разделение по слоям;
- наличие встроенных компонентов искусственного интеллекта и машинного обучения;
- полностью открытые решения;
- полная санкционная независимость.

*Системные преимущества:*

- переход от покупки вычислительных мощностей к подписке на услуги по их использованию;
- снятие зависимости от разработчика за счет микросервисной архитектуры;
- единая точка предоставления услуг и интеграционных потоков;
- минимизация риска внедрения новых технологий (риска смены технологий);
- возможность привлечения квалифицированного персонала за счет интереса к современному технологическому стеку.

*Преимущества для клиентов:*

- отсутствие необходимости установки ПО на автоматизированное рабочее место (нужен только браузер);
- возможность использования разных устройств (ПК, планшет, телефон);
- производительность не зависит от устройства пользователя. ■

# comtrans

МВЦ Крокус Экспо/Москва/Россия  
07 – 11/09/2021

Международная выставка  
коммерческих автомобилей

[www.comtransexpo.ru](http://www.comtransexpo.ru)

Реклама. 16+

Организаторы:

ITEMF  
EXPO



Под патронатом:

@OICA

БЕСПЛАТНЫЙ электронный  
билет по ПРОМОКОДУ:

CT210076

## НОВЫЙ УРОВЕНЬ ОРГАНИЗАЦИИ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ПУНКТОВ РЕГИОНАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

**К.А. Мойся**, ООО «Газпром межрегионгаз» (Санкт-Петербург, Россия)

**С.Ю. Пашала**, ООО «Газпром межрегионгаз»

**М.В. Квашенников**, ООО «Газпром межрегионгаз»

**А.А. Шайденко**, ООО «Газпром межрегионгаз»

**Кратко рассмотрены исторические предпосылки, актуальное состояние и проблемы эксплуатации пультов управления системами телеметрии, раскрыто устройство диспетчерских пунктов региональных компаний по реализации газа и обозначены перспективные направления развития.**

### ИСТОРИЯ

Как известно, первый в мире магистральный газопровод (Саратов – Москва) появился именно в нашей стране в середине 40-х годов XX в. На тот момент уже был опыт строительства промышленных газопроводов. Считается, что первый из них, от Дашавы до Стрыя, проложен в 1924 г.

История появления отечественных систем газораспределения еще более длительная и связана со светильным газом. Так, первый в Российской империи газовый завод построили в Санкт-Петербурге в 1835 г. В это же время появилась система трубопроводов распределения по первым «потребителям» – уличным фонарям городского освещения. Именно тогда была заложена основа доставки голубого топлива.

С другой стороны, применение средств автоматизации в нефтегазовой отрасли насчитывает более 70 лет. Первые попытки внедрения систем автоматизированного управления на каспийских нефтяных промыслах относят к 50-м годам XX в., а уже в конце 60-х были утверждены основные положения по обустройству и автоматизации нефтедобывающих предприятий, взят курс на разработку и изготовление средств автоматики и автоматизированного технологического оборудования.

Поистине настоящий технологический прорыв в данной сфере

наметился в конце 90-х годов XX в. – бурный рост электронных технологий и появление доступной беспроводной связи вывели процесс на новый уровень.

С развитием рыночных отношений между поставщиками и потребителями одной из важнейших задач стала организация автоматизированного инструментального учета потребления газа. В связи с этим в начале 2000-х гг. в ООО «Межрегионгаз» (в настоящее время – ООО «Газпром межрегионгаз») была запущена программа внедрения Автоматизированной системы коммерческого учета газа (АСКУГ). Ее основная цель – установка узлов измерения расхода газа (УИРГ) и оснащение их средствами/системами телеметрии (СТМ) – специальным оборудованием для сбора данных об объемных показателях потребления и их передачи в диспетчерское управление.

Уровень развития электронно-вычислительных машин и технологий связи на тот момент позволял использовать локально-распределенный принцип сбора данных, т. е. информация от узлов учета газа поступала в промежуточные пункты, как правило расположенные в филиалах или абонентских участках региональных газовых компаний (РГК), а далее – в головной диспетчерский пункт (ДП) РГК на так называемый пульт управления (ПУ) СТМ (рис. 1).

Таким образом, в каждой РГК в рамках реализации АСКУГ уже насчитывалось от нескольких единиц до десятка ПУ СТМ. И если в самом начале тип и производитель СТМ довольно строго регламентировались, то на момент подключения к программе УИРГ, находящихся в собственности РГК, а также УИРГ, принадлежащих потребителям, общее количество типов СТМ и ПУ значительно увеличилось.

### СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПРОБЛЕМЫ ПУ СТМ

В настоящий момент в РГК насчитывается около 20 типов СТМ и практически такое же количество видов ПУ (рис. 2).

С появлением Единого информационно-технологического пространства (ЕИТП) ООО «Газпром межрегионгаз» взаимоувязка данных об объемных показателях с каждого типа СТМ в единую форму представления стала непростой задачей. Кроме этого, следовало учитывать еще и тип непосредственно самого измерительного комплекса, т. е. вычислителя-корректора расхода газа, с особенностями его работы и формирования отчетных данных (архивов потребления, нештатных ситуаций и пр.).

Поэтому следующим этапом в развитии систем диспетчеризации и контроля объемных показателей стала попытка внедрения так называемых единых ПУ СТМ.



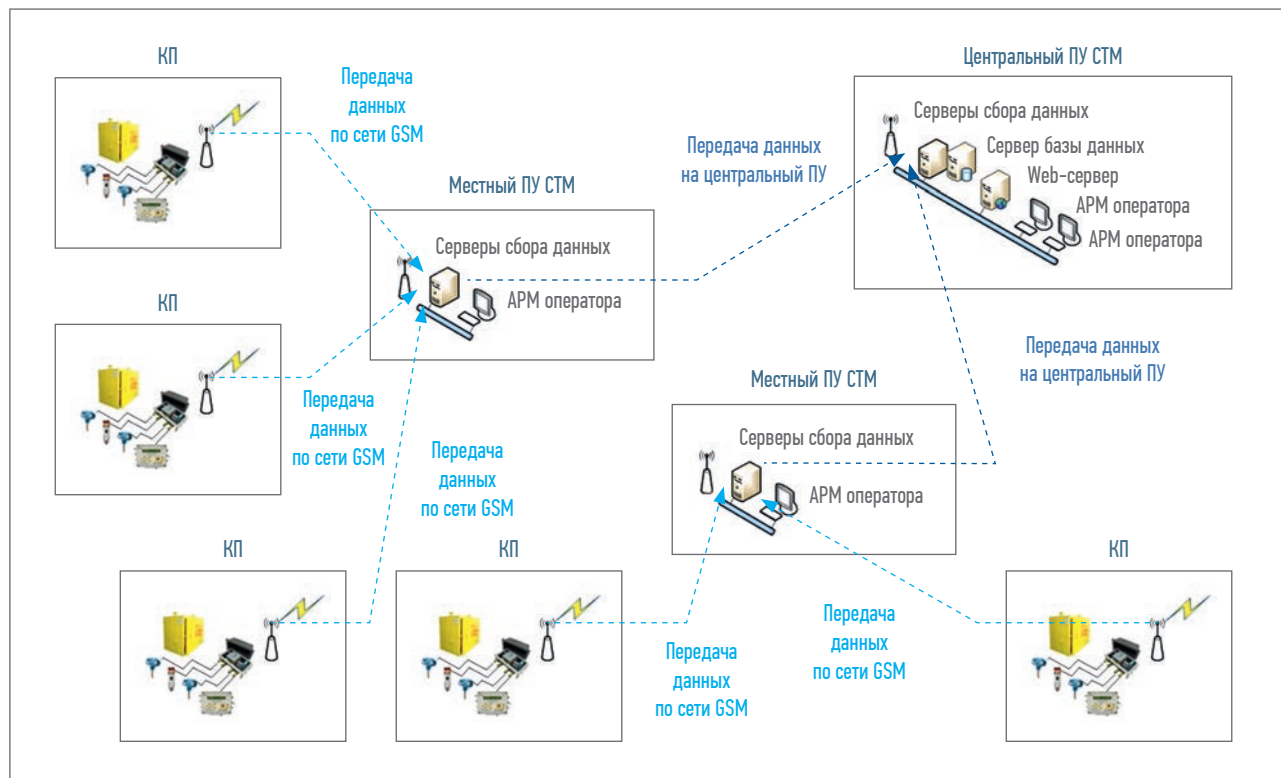


Рис. 1. Система телеметрии с промежуточными пунктами сбора данных, где АРМ – автоматизированное рабочее место, КП – контролируемый пункт

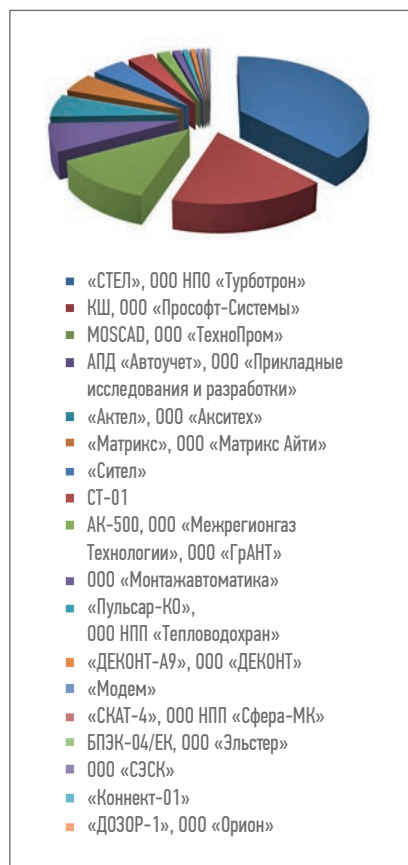


Рис. 2. Типы СТМ в РГК

Их главными задачами были объединение данных, получаемых от различных типов СТМ, в локальное информационное пространство конкретной РГК, конвертация данных в стандартизированную форму их представления и последующая передача как в ЕИТП, так и в автоматизированную информационную систему (АИС) «Регионгаз» для организации взаиморасчетов между поставщиком и потребителем (рис. 3).

С точки зрения логики задача организации единых ПУ СТМ не представляла собой какой-либо сложности, но вот решение технических вопросов, а именно программная реализация обмена данными между различными типами СТМ, оказалось трудоемким процессом. Разные режимы работы СТМ, множество видов применяемых протоколов обмена, включая проприетарные (т.е. собственной разработки), отсутствие стандартных или хотя бы описанных интерфейсов обмена данными (так называемых API) – это только вершина

айсберга, с которым пришлось столкнуться при внедрении единых ПУ. Не каждый производитель СТМ (вендор) может обеспечить передачу данных непосредственно с объекта на пульт, поэтому приходится использовать решения «от вендора». Следовательно, опять появляются промежуточные уровни сбора и обработки информации, что в конечном счете не упрощает систему в целом. Кроме этого, некоторые производители СТМ уже ушли с рынка или не имеют технической возможности, а порой и желания со своей стороны обеспечить совместимость с внедряемым типом единого ПУ СТМ.

Несмотря на все эти сложности, работы ведутся, все больше типов СТМ включаются в единые ПУ СТМ, а иногда с экономической точки зрения проще заменить СТМ на совместимую, как правило, данный вопрос решается самой РГК.

Стоит отметить, что если на заре процесса оснащения объектов газоснабжения СТМ для организации системы передачи данных

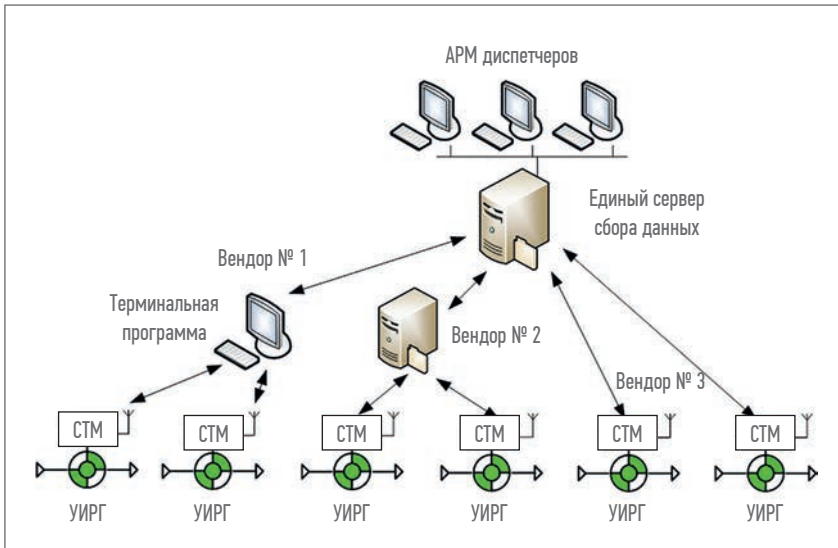


Рис. 3. Схема организации единого ПУ СТМ

использовались проводные технологии – телефонные линии, выделенные линии корпоративной сети и т. п., то по мере наращивания общего количества таких объектов и развития систем связи, а также появления интернет-технологий на первый план вышло использование беспроводных каналов. На начальных этапах это были радиорелейные системы передачи

данных, в дальнейшем (и сейчас это наиболее массовый стандарт) стал применяться стандарт сотовой связи GSM. Сначала в режиме прямой передачи данных CSD, а затем – пакетной GPRS/3G/LTE.

В тот же момент в составе ПУ СТМ ряда вендоров начинает появляться и активно развиваться новый подход – использование клиент-серверной архитектуры с точки зрения

пользователя, т. е. организация общего сервера сбора и обработки данных в рамках РГК, куда сводится вся информация о потреблении газа на узлах учета. Затем уже из центра сбора необходимая информация (в соответствии с полномочиями) предоставляется территориальным подразделениям – филиалам и абонентским участкам, доступ на которых организован посредством использования специального клиентского программного приложения или даже обычного web-браузера (рис. 4).

Основное преимущество централизованных систем сбора данных перед локально-распределенными состоит прежде всего в экономической целесообразности. Фактически вместо нескольких центров используется только один, а значит, и средств на его организацию, эксплуатацию и поддержку затрачивается меньше (включая трудозатраты обслуживающего персонала). Кроме того, используя единую точку входа и обработки данных, можно больше внимания уделить надежности применяемого компьютерного оборудования,

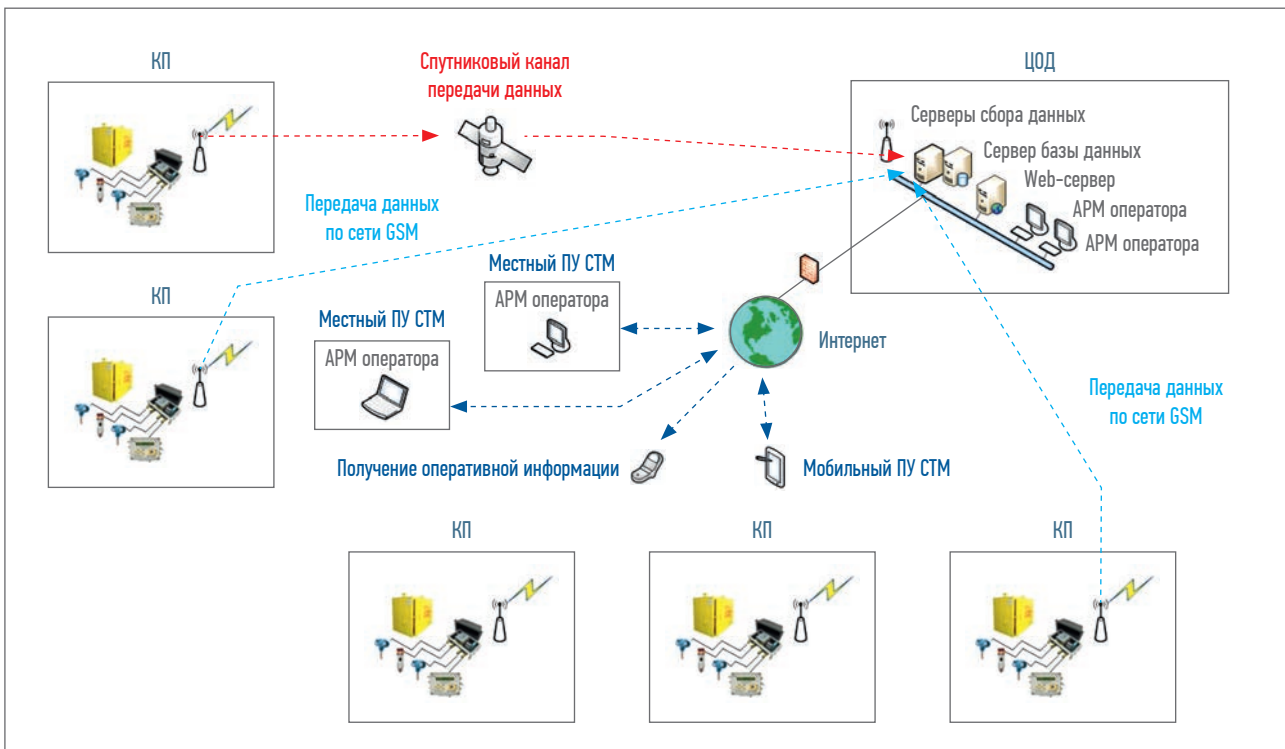


Рис. 4. Система телеметрии с централизованным сбором данных

каналов передачи (резервирование, дублирование) и резервированию хранилища.

Отдельный вопрос касается защиты передаваемых данных, которые могут нести коммерческую или конфиденциальную составляющую, по сети Интернет. Он решается, как правило, применением технологии VPN (от англ. virtual private network – «виртуальная частная сеть»), позволяющей обеспечить построение корпоративной сети поверх публичной (интернета). Суть VPN сводится к организации криптографически защищенного целевого потока данных, причем алгоритмы криптозащиты могут быть как коммерческими, так и разработанными на основе ГОСТ, в зависимости от типа важности защищаемой информации. Технически этот процесс обеспечивается с помощью наложенных или встроенных средств криптозащиты, причем скорость обработки данных практически не влияет на быстроту их передачи (рис. 5).

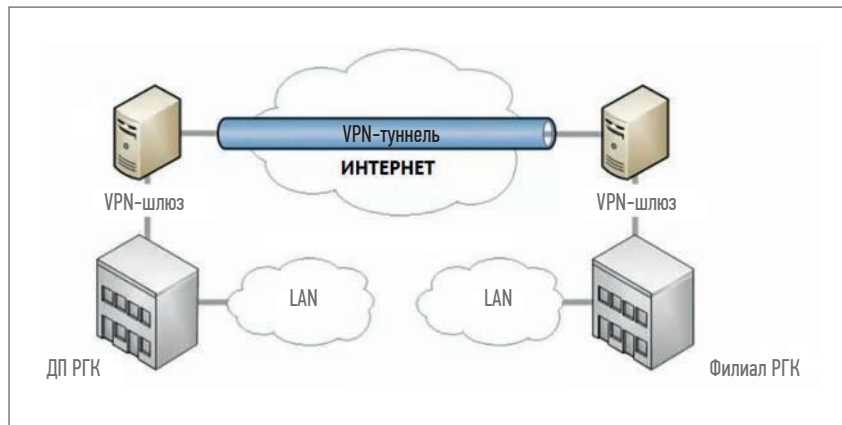


Рис. 5. Схема работы VPN, где LAN – локальная вычислительная сеть (от англ. local area network)

### О СОСТАВЕ ДП РГК

Что же в итоге должен представлять собой ДП РГК? Далее приведено описание его основных функциональных составляющих без конкретных деталей реализации (рис. 6).

**Модуль интеграции данных** об объемных показателях на УИРГ, получаемых от СТМ, т.е. это фактически ПУ СТМ.

Главные функции ПУ СТМ:

- организация, контроль и управление обменом данными с СТМ УИРГ, получение основных оперативных и архивных показателей (рабочий и приведенный расход, давление, температура газа);
- организация и контроль записи условно-постоянных величин (паспортов газа) в приборы учета (вычислитель-корректор) газа;
- визуализация получаемых оперативных параметров в табличном и графическом виде.

**Модуль формирования данных** – оперативных показателей, отчетов, сводок по predetermined

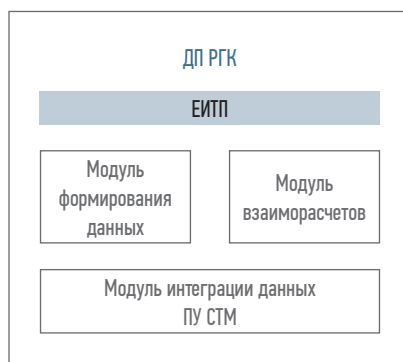


Рис. 6. Упрощенный функциональный состав ДП РГК

и заданным пользователем параметрам. Это фактически главный инструмент диспетчера, позволяющий оценить объем поставок, определить небаланс (разбаланс) по балансовым зонам ответственности РГК, а также предоставить необходимые данные в ЕИТП.

**Модуль формирования данных** позволяет:

- осуществлять организацию учета потребления газа: по линиям учета УИРГ, по УИРГ в целом, по площадке в целом (при наличии нескольких УИРГ), по потребителю (по одиночным и всем УИРГ, ему принадлежащим);
- формировать следующие виды отчетов: приборные (включая анализ полноты и достаточности для учета данных); потребления на определенном абонентском участке / в балансовой зоне, на газораспределительной станции, по региону; о результатах

записи паспортов газа в приборы учета.

**Модуль взаиморасчетов** или отдельная информационная система для организации взаиморасчетов с потребителем. Для промышленных абонентов эти функции выполняет АИС «Регионгаз», для населения (в настоящий момент) – АИС «Расчеты с населением за газ».

В части организации взаиморасчетов модуль обеспечивает:

- ведение учета оборудования;
- ведение учета объектов и систем газоснабжения;
- ведение учета участников процесса поставки газа;
- работу с группами потребления;
- учет покупки газа у поставщиков;
- ведение учета поставки газа;
- контроль платежей по договорам поставки газа;
- анализ информации по контрагентам;
- работу с предприятиями бюджетного финансирования;
- формирование и отправку отчетности.

В перспективе расширение функциональности ДП может быть достигнуто за счет включения в состав новых модулей, которые описаны ниже.

**Модуль организации технического обслуживания и ремонтов** обеспечивает:

- прием, распределение и контроль выполнения аварийных и плановых заявок;



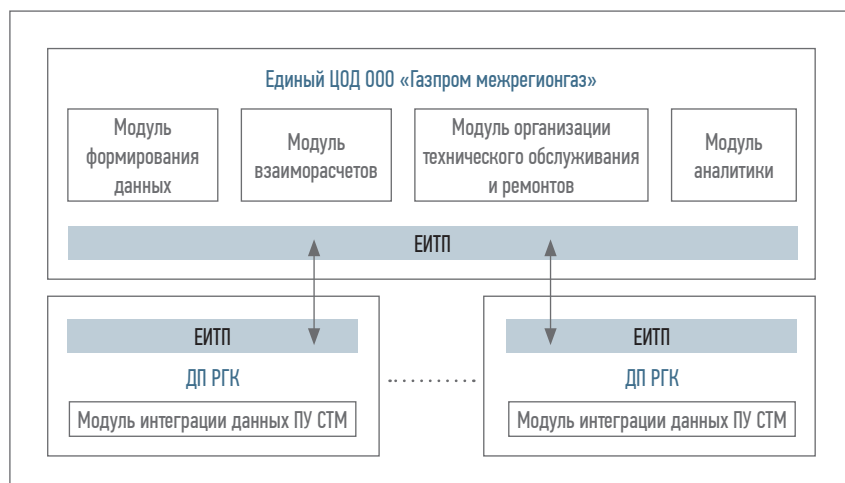


Рис. 7. Централизация типовых функций в едином ЦОД

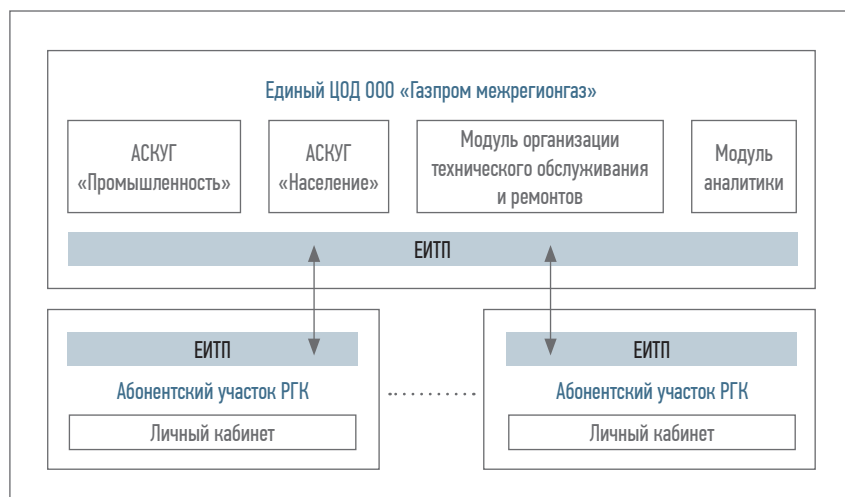


Рис. 8. Схема построения системы учета газа, поставляемого населению

модули со схожей функциональностью.

### ОБЛАЧНЫЙ СЕРВИС

Сегодня многие компании активно переносят свою деятельность в облачное пространство. Одним из первых, кто оценил удобство виртуальных операций, стал банковско-финансовый сектор. Некоторые банки даже не имеют физических офисов для работы с клиентами – все взаимоотношения происходят виртуально. Еще одно бесспорное преимущество использования облачных сервисов – пандемия новой коронавирусной инфекции COVID-19: только наличие Всемирной сети и надежных каналов связи позволило многим компаниям пережить трудные дни практически без материальных потерь.

Таким образом, представляется логичным следующий шаг модернизации ДП РГК – создание единого центра обработки данных (ЦОД) на базе корпоративного облачного сервиса и перенос в него типовых функций в виде программных сервисов, серверных и клиентских приложений (рис. 7).

Несомненно, данное решение имеет те же преимущества, что и применение централизованной системы сбора данных ПУ СТМ. Этот вариант отличается следующими удобствами в сравнении с размещением единого ПУ в каждой РГК:

- существенная экономия на аппаратном (северном оборудовании) и системном программном обеспечении (ПО);
- экономия на привлечении IT-специалистов и специалистов по обеспечению информационной безопасности;
- повышение общего уровня безопасности системы диспетчеризации в целом за счет сокращения периметра угроз;
- эффективное использование программно-аппаратных ресурсов единого ЦОД: прогнозируемая загрузка серверов и уменьшение простоя оборудования.

- формирование оперативной отчетности по регионам/исполнителям;
- ведение цифрового паспорта объекта с историей заявок и выполненных работ;
- оптимизацию маршрутов объезда и др.

*Модуль аналитики и прогнозирования* позволяет на базе специальных математических алгоритмов автоматической обработки статических и динамических данных, а также технологий искусственного интеллекта обеспечить:

- определение отказов и неисправностей оборудования УИРГ и СТМ (датчиков, вычислителей-корректоров и т.д.);
- выявление аномалий в потреблении различных категорий абон-

ентов для автоматизации работы диспетчеров;

- анализ потребления по балансовым зонам, включая контроль отклонений по задаваемым пользователем параметрам.

Если посмотреть независимым взглядом, то видно, что в основном только ПУ в большинстве РГК имеет локальную специфику. Здесь роль играют и типы применяемых СТМ, и виды организации связи. Что касается остальных функциональных модулей, все они выполняют аналогичные и в большинстве своем типовые задачи, отличаясь только перечнем потребителей и составом балансовых зон. Уже на данном этапе можно понять экономическую нецелесообразность иметь в каждой РГК аналогичные

### СИСТЕМА УЧЕТА ГАЗА, ПОСТАВЛЯЕМОГО НАСЕЛЕНИЮ

Если обратиться к дальнейшему развитию коммерческого учета газа, то логичное его продолжение – это охват самого значительного по численности потребителя: частных абонентов и индивидуальных предпринимателей.

Система учета газа, поставляемого населению, строится практически с нуля – количество уже используемых так называемых смарт-счетчиков (т.е. бытовых счетчиков газа со встроенными СТМ, которые можно обобщить термином ИСУГ – индивидуальные средства учета газа) хоть и исчисляется тысячами, но ничтожно мало на фоне общего количества абонентов (более 30 млн). Исходя из этого, при построении системы используется принцип полной централизации сбора и обработки данных о потреблении газа, т.е. вся работа ведется на едином ресурсе, а предоставление сведений

для пользователей (диспетчерского состава и специалистов абонентских участков РГК) – через личные кабинеты (рис. 8).

Важнейшая функция данной системы – повышение безопасности эксплуатации бытового газового оборудования, как внутридомового, так и внутриквартирного. Это достигается благодаря тому, что в составе современного смарт-счетчика газа, как правило, присутствует встроенный отсечной клапан, а также есть возможность подключения внешнего датчика загазованности. Таким образом, в случае утечки обеспечивается автоматическая защита помещения собственника от накопления взрывоопасной концентрации газозудной смеси, что дает возможность оперативно реагировать на аварийные ситуации. В то же время СТМ смарт-счетчика позволяет в оперативном режиме передать аварийную информацию в единый ЦОД, где она интегри-

руется в систему технического обслуживания и ремонтов, которая в свою очередь формирует заявки на выезд аварийно-восстановительных бригад газораспределительных организаций в зоне ответственности РГК. Таким образом, фактически исключается воздействие человеческого фактора и существенно сокращается время реагирования на возникновение аварийного события.

Смарт-счетчики лишены множества недостатков в измерительной части, что позволяет установить большой межповерочный интервал. Кроме того, они обладают дополнительным функционалом, например с их помощью можно контролировать уровень заряда батареи и качество сети сотовой связи, загружать в приборы условно-постоянные величины. В дополнение к сервисным функциям в устройствах реализованы и более надежные механизмы защиты от несанкционированного



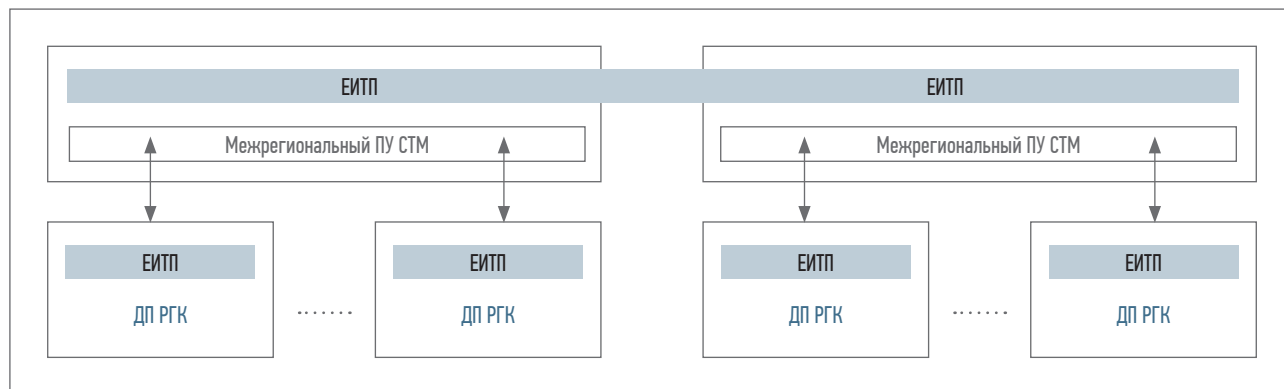


Рис. 9. Схема построения межрегиональных ПУ СТМ

вмешательства: датчики вскрытия, детекторы помех и иные средства.

Такие современные приборы учета также позволяют создать хороший задел для интеграции в системы «умный дом» клиентов. В группе ООО «Газпром межрегионгаз» прорабатывается возможность легко встраивать в инфраструктуру потребителей решения для смарт-счетчиков газа. В личном кабинете реализуется графическое представление информации. Это может быть полезно абонентам, например, для анализа объемов потребления в зависимости от температуры.

Еще один плюс построения системы с нуля заключается в том, что уже на стадии проработки технических решений формируется единый стандарт, направленный на унификацию интерфейсов и протоколов обмена данными между смарт-счетчиками газа и уровнем диспетчерского управления. Это существенно облегчит работу по внедрению системы и позволит не повторять ошибок реализации решения для промышленности с большим разнообразием приборов учета и коррекции газа, СТМ и ПО.

Стоит отметить, что работа по унификации интерфейсов с производителями смарт-счетчиков газа уже ведется – успешно проведены пилотные испытания по интеграции данных от различных вендоров и на данном этапе согласовываются технические вопросы.

### О ВЫЗОВАХ В ПОСТРОЕНИИ СИСТЕМЫ

Нельзя не отметить и объективные вызовы, с которыми приходится сталкиваться:

- высокая сложность ПО, которое должно обеспечить сбор данных (одновременный) с более чем 60 тыс. (а в перспективе – еще больше) УИРГ промышленных потребителей и нескольких десятков миллионов частных абонентов, а также доступ нескольких тысяч пользователей с различными правами и потребностями;

- необходимость наличия мощного и надежного ЦОД с гибким масштабированием нагрузки и территориальным резервированием;

- разнородность СТМ и промежуточных ПУ СТМ – в ряде случаев организовать полноценную интеграцию данных и функций управления СТМ технически не представляется возможным, что ведет к модернизации СТМ или их замене.

В связи с перечисленными факторами идет работа с ведущими поставщиками СТМ и разработчиками ПО. Тестируются прототипы систем, а также пилотные внедрения решений в РГК. Однако уже на данном этапе очевидно, что стоимость проекта будет значительна, а срок его реализации составит не менее 5 лет.

В настоящий момент сотрудники ООО «Газпром межрегионгаз» и ООО «Газпром межрегионгаз инжиниринг» работают над возможностью поэтапного внедрения единого ЦОД. Как вари-

ант рассматривается постепенное объединение ПУ СТМ смежных РГК в межрегиональные ЦОД по нескольким критериям, например:

- территориальная принадлежность и инфраструктурная региональная объединенность;
- технологическая принадлежность к газотранспортной системе, смежность балансовых зон и т. п.

В результате будет образовано 5–7 межрегиональных ПУ СТМ (рис. 9). Доступ к информации в этом случае предполагается по аналогичным принципам единого ЦОД на основе учетных записей специалистов РГК и фильтрации данных только по конкретному региону / балансовым зонам и объектам ответственности конкретной РГК.

На этапе внедрения межрегиональных ПУ СТМ отрабатывается функционал ПО и организационное взаимодействие между участниками проекта, а в дальнейшем, когда будет внедряться единый ЦОД, оборудование межрегиональных ПУ предполагается использовать в качестве территориально-распределенных резервных серверных мощностей.

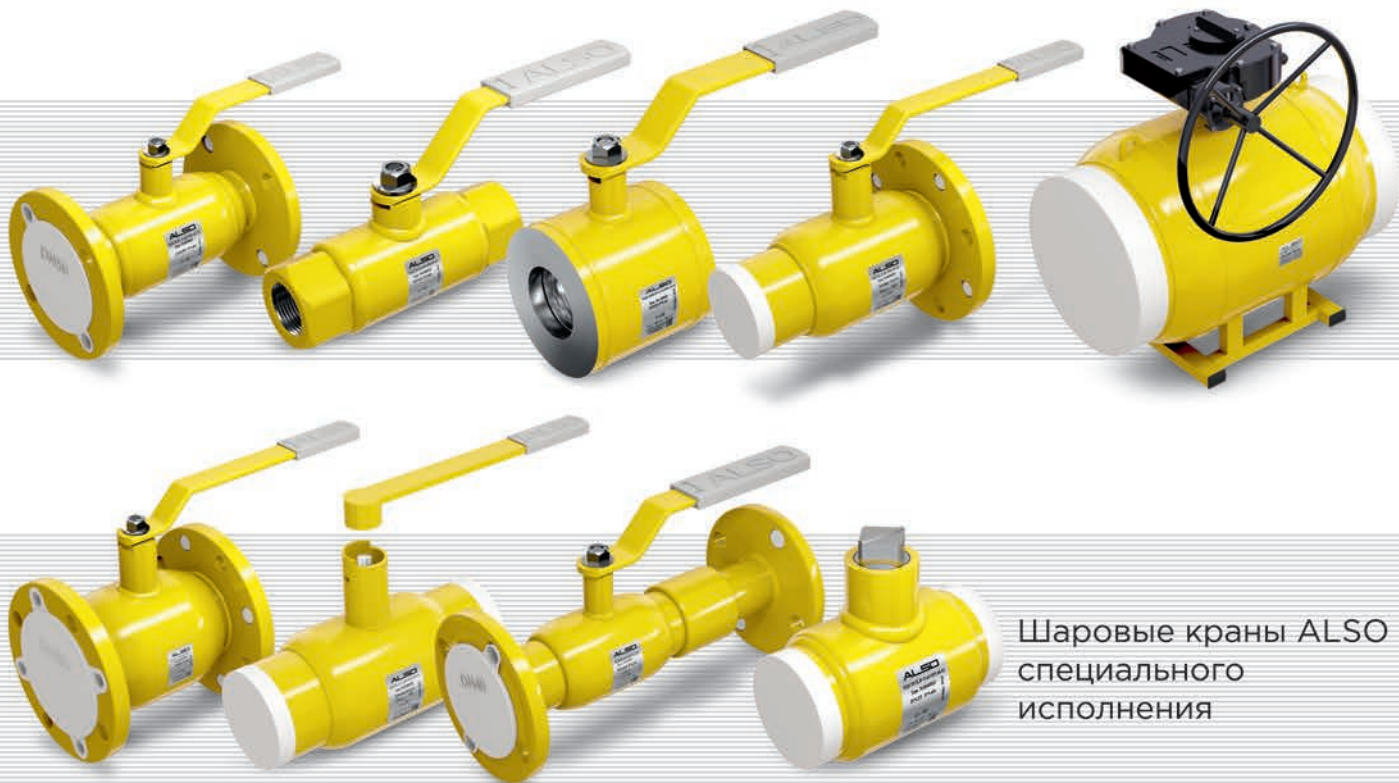
Исходя из общих тенденций цифровизации экономики России, организация единого центра сбора и обработки данных по учету поставки и потребления газа представляется одним из важнейших и основополагающих шагов в реализации перспективного проекта группы ООО «Газпром межрегионгаз» по построению цифровой *Национальной платформы реализации газа*. ■



## СТАЛЬНЫЕ ШАРОВЫЕ КРАНЫ ALSO

DN 10-600 PN 16-40

Материал корпуса: CT20 O9Г2С 12Х18Н10Т



Шаровые краны ALSO  
специального  
исполнения

КРАН  
В СТРОИТЕЛЬНУЮ  
ДЛИНУ ЗАДВИЖКИ

КРАН  
АНТИВАНДАЛЬНЫЙ

КРАН  
ИЗОЛИРУЮЩИЙ

АНАЛОГ  
11436к

Шаровые краны ALSO  
для подземной установки



С УДЛИНЕННЫМ  
ШТОКОМ

С ТЕЛЕСКОПИЧЕСКИМ  
ШТОКОМ

С ДРЕНАЖНЫМИ  
(ПРОДУВОЧНЫМИ)  
ПАТРУБКАМИ

С ПАТРУБКАМИ  
ИЗ ПОЛИЭТИЛЕНА  
ПЭ-100



ЕДИНЫЙ НОМЕР ТЕЛЕФОНА  
**+7 (351) 210-0-210**

Завод стальных  
шаровых кранов «АЛСО»  
г. Челябинск, ул. Складская, 1  
E-mail: info@alsoarm.ru  
www.alsoarm.ru



Филиал г. Москва  
ул. Адмирала Макарова, д. 2, стр. 7, пом. 1  
E-mail: msk@alsoarm.ru

Филиал г. Санкт-Петербург  
ул. Домостроительная, 3Д  
E-mail: avp@alsoarm.ru

Филиал г. Ростов-на-Дону  
пр. Стачки, 79/2, оф. 4-1  
E-mail: ba@alsoarm.ru

# АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР РЫНКА НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ УСЛУГ В ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» (ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН)

А.С. Исаков, ПАО «НК «Роснефть» (Москва, Россия)

Э.М. Лирон, ПАО «НК «Роснефть»

Е.Б. Розенбергер, ПАО «НК «Роснефть»

А.Н. Хорошев, ПАО «НК «Роснефть»

ПАО «НК «Роснефть» – крупнейшая нефтедобывающая компания в России. Около половины рынка нефтепромысловых услуг приходится на ее долю. В ПАО «НК «Роснефть» разработана и внедрена собственная уникальная методика по управлению эффективностью деятельности нефтесервисных подрядчиков [1, 2].

Данная статья открывает серию публикаций, рассказывающих о развитии различных видов нефтепромысловых услуг в России. В частности, далее будет представлен обзор рынка по текущему и капитальному ремонту скважин за период 2014–2019 гг. Он включает описание поставщиков услуг, а также оценку эффективности деятельности участников нефтесервисного рынка. Кроме того, приведена методика расчета коэффициентов производственной эффективности компаний по текущему и капитальному ремонту скважин.

Помимо данной статьи намечены публикации по следующим нефтепромысловым услугам: гидравлический разрыв пласта, работы с применением гибких насосно-компрессорных труб, обработка призабойной зоны пласта, перфорационно-взрывные работы и геофизические исследования скважин.

Далее такие обзоры планируется выпускать ежегодно.

## ОБЩИЙ ОБЗОР РЫНКА УСЛУГ ПО ТЕКУЩЕМУ И КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ СКВАЖИН ПО СОСТОЯНИЮ НА 2019 ГОД

С 2014 г. рынок текущего и капитального ремонта скважин (ТКРС) ПАО «НК «Роснефть» (далее – Компания) вырос на 8 %, при этом в 2019 г. в рамках операционной деятельности выработано 10 062,455 тыс. бр.-ч<sup>1</sup> ТКРС, в том числе: текущего ремонта скважин (ТРС) 2 613,976 тыс. бр.-ч и капитального ремонта скважин (КРС) 7 448,479 тыс. бр.-ч (рис. 1).

Ремонты выполнялись силами 25 подрядных организаций при максимальном одновременном количестве бригад 1606 (1270 в среднем). 43 % всех бригад было предоставлено внутренним сервисом Компании (ООО «РН-Сервис»). Крупнейшими внешними подрядчиками являлись

ООО «Экотон» (10 %), АО «СНПХ» (9 %), ООО «Ойл Сервис» (7 %) и АО «ЕПРС» (7 %) (рис. 2). При этом стоит отметить широкую географию предоставления услуг отдельными организациями. Так, ООО «РН-Сервис» ремонтировало скважины

Компании в 17 Обществах Группы Компании, а АО «СНПХ» – в семи.

Более половины бригад ремонтировали скважины в трех Обществах Группы Компании: ООО «РН-Юганскнефтегаз» (21 %), ООО «Башнефть-Добыча» (18 %)

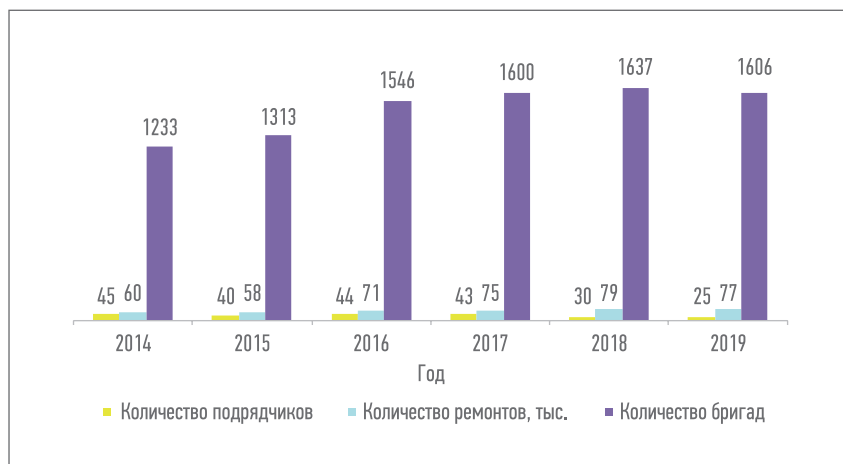


Рис. 1. Динамика основных показателей ТКРС по Компании в 2014–2019 гг.

<sup>1</sup> Бригадо-час

и АО «Самотлорнефтегаз» (13 %) (рис. 3).

Далее ретроспективно рассмотрено развитие рынка ТКРС Компании по годам и оценена эффективность работы подрядных организаций в 2014–2019 гг.

### 2014 ГОД

Всего в 2014 г. выработано 9305 тыс. бр.-ч ТКРС, из которых ТРС – 2650 тыс. бр.-ч, КРС – 6655 тыс. бр.-ч в рамках операционной деятельности, включая 858 тыс. бр.-ч КРС при освоении скважин. Ремонты выполнялись силами 45 подрядных организаций при 1233 бригадах. Доля собственного сервиса предприятий ООО «РН-Сервис» составила 41 % (535 бригад). В тройку крупнейших внешних подрядчиков вошли АО «СНПХ» (141 бригада), АО «ЕПРС» (106 бригад) и ООО «Экотон» (90 бригад). Половина от общего количества бригад ремонтировали скважины в трех Обществах Группы Компании: ООО «РН-Юганскнефтегаз» (21 %), АО «Самотлорнефтегаз» (18 %) и ПАО «НГК «Славнефть» (9 %).

В 2014 г. ПАО «НК «Роснефть» заключило сделку по приобретению активов Weatherford International plc. в области ремонта скважин и бурения в России, что позволило Компании укрепить свои позиции на рынке нефтесервисных услуг и повысить эффективность добычи углеводородов.

### КРС

За отчетный период услуги КРС для Компании оказывали 45 подрядчиков (в 2013 г. – 43) силами 773 бригад по основной деятельности. Уровень эффективности подрядных организаций по КРС в среднем за год составляет 75 % и оценивается по принятой в ПАО «НК «Роснефть» классификации как хороший (рис. 4).

Рейтинг подрядчиков рассчитывается исходя из установленных коэффициентов производственной эффективности по направлению деятельности, методика расчета

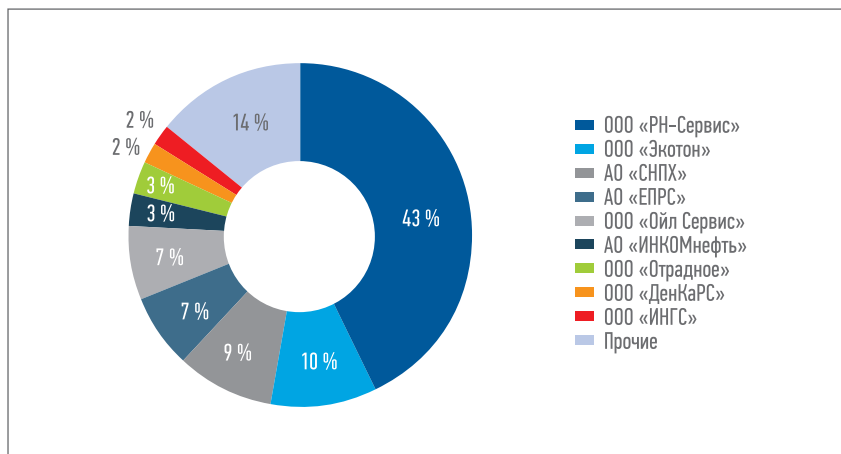


Рис. 2. Рынок ТКРС Компании в разрезе подрядчиков в 2019 г.

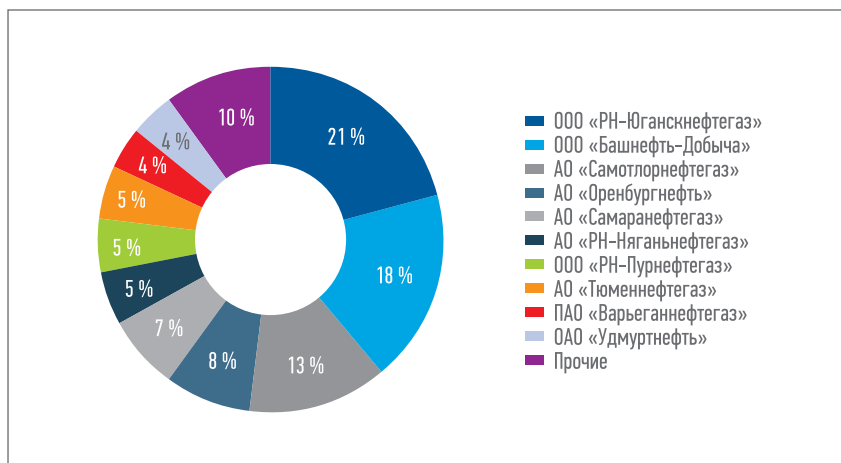


Рис. 3. Рынок ТКРС Компании в разрезе Обществ Группы в 2019 г.

которых для сферы ТРКС представлена в прил. 1, 2 к данной статье.

Низкую эффективность с рейтингом 50 % (уровень эффективности ниже этого показателя считается неудовлетворительным) продемонстрировали два подрядчика: ООО «Норд Сервис» и ООО «ДенКаРС». Самый плохой результат был у подрядной организации ООО «БНК» (44 %), оказывающей услуги ТКРС на объектах АО «Оренбургнефть». Здесь и далее используются результаты рейтингования по видам нефтепромышленных услуг, оказанных Компании за отчетный год.

ООО «РН-Сервис» продемонстрировало отличные итоги по промышленной безопасности, показатель аварийности находился на хорошем уровне, однако простои послужили главными причинами того,

что эффективность деятельности внутреннего сервиса была оценена на уровне II категории в рейтинге.

### ТРС

За отчетный период общее количество бригад ТРС составило 321 при 31 подрядной организации. Сводный интегральный рейтинг качества услуг по данному сектору в 2014 г. оценивается в 87,5 %, что по принятой в Компании классификации соответствует очень хорошему уровню (рис. 5).

По итогам 2014 г. ни одна подрядная организация не была ниже III категории по рейтингу. Внутренний подрядчик показал высокий уровень эффективности деятельности (I категория в рейтинге) с незначительными отклонениями по показателю «преждевременные отказы».



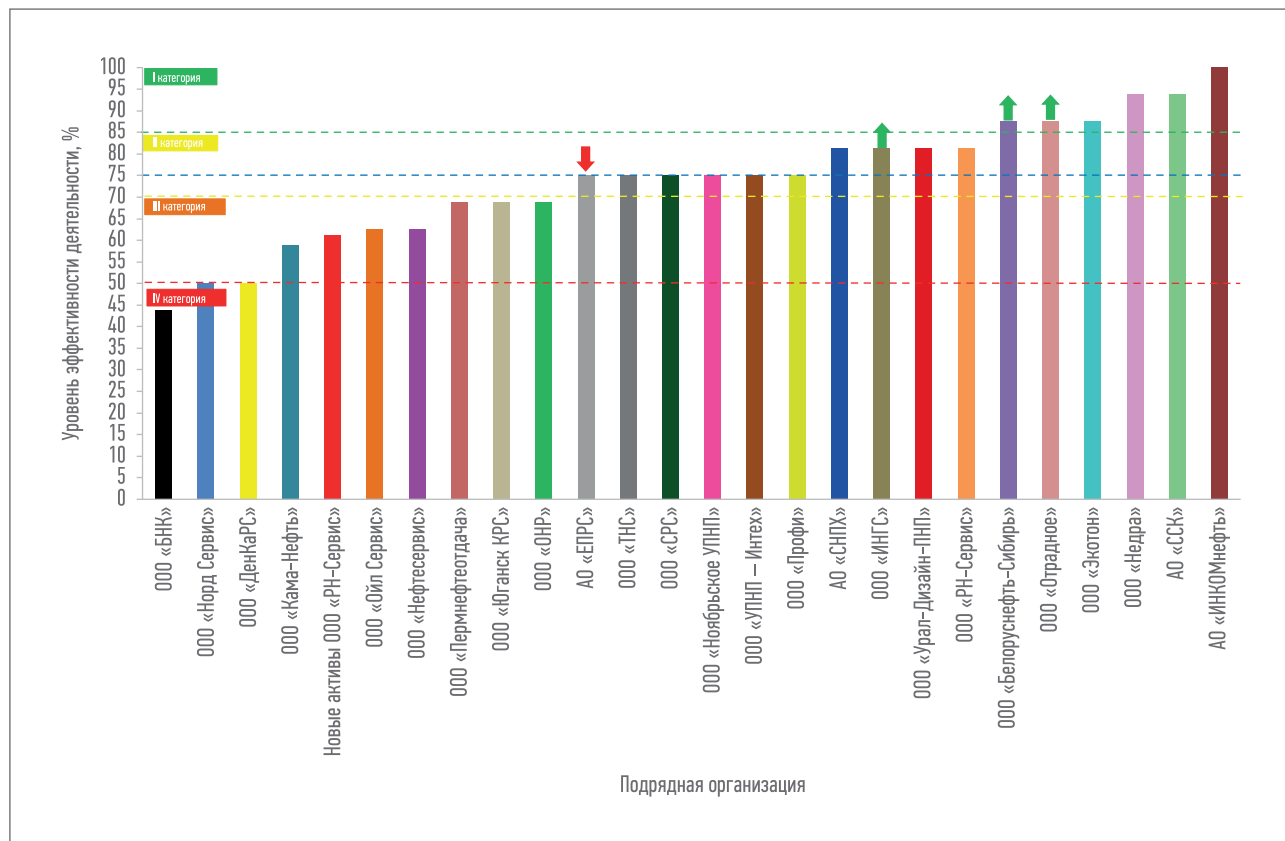


Рис. 4. Рейтинг подрядных организаций по услуге КРС за 2014 г.

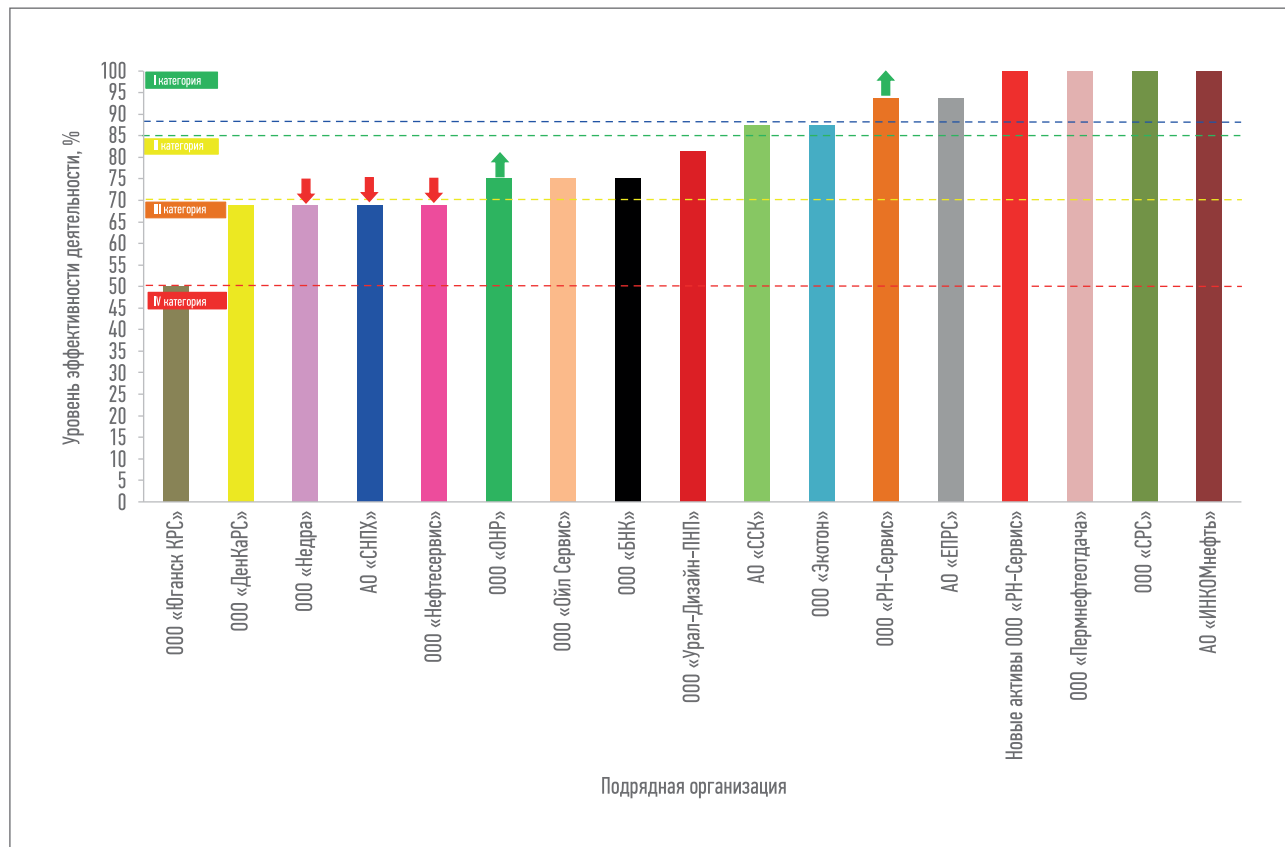


Рис. 5. Рейтинг подрядных организаций по услуге ТРС за 2014 г.

## 2015 ГОД

Всего в 2015 г. выработано 8708 тыс. бр.-ч ТКРС, из которых ТРС – 2207 тыс. бр.-ч, КРС – 6501 тыс. бр.-ч в рамках операционной деятельности, включая 904 тыс. бр.-ч КРС при освоении скважин. Ремонты выполнялись 40 подрядными организациями силами 1175 бригад. Доля собственного сервиса предприятий ООО «РН-Сервис» составила 41 % (535 бригад). В тройку крупнейших внешних подрядчиков вошли АО «СНПХ» (141 бригада), АО «ЕПРС» (106 бригад) и ООО «Экотон» (90 бригад). Более половины бригад ремонтировали скважины в трех Обществах Группы Компании: ООО «РН-Юганскнефтегаз» (22 %), АО «Самотлорнефтегаз» (15 %) и АО «Оренбургнефть» (10 %).

Своевременное обеспечение бригадами ТКРС и увеличение объемов производства позволили выполнить скорректированные про-

граммы по дополнительным геолого-техническим мероприятиям и вводу новых скважин и перевыполнить план по дополнительной добыче за счет увеличения времени работы скважин.

### КРС

Уровень эффективности деятельности подрядчиков по КРС в среднем за год остался таким же, как в 2014 г., и составил 75 %, что оценивается по принятой в Компании классификации как хороший (рис. 6).

За отчетный период услуги КРС оказывали 40 подрядчиков силами 854 бригад по основной деятельности и 138 бригад освоения. Непроизводительное время (НПВ) уменьшилось с 10,8 до 9,5 %. Аварийность осталась на прежнем уровне (ниже 1 %). Ни одна подрядная организация по итогам года не оказалась ниже III категории по рейтингу. При этом

несколько из них резко уменьшили свою эффективность. ООО «Недра» и ООО «Отрадное» опустились из I в III категорию за счет увеличения собственного НПВ и снижения успешности ловильных работ. Также ухудшились показатели АО «СНПХ» вследствие роста аварийности и меньшей успешности ловильных работ.

В то же время некоторые подрядчики по КРС смогли повысить свою эффективность. Так, ООО «БНК» поднялось в III категорию за счет улучшения показателей по охране труда и окружающей среды, а также промышленной безопасности, ООО «ДенКарС» добилось снижения НПВ, а ООО «Ойл Сервис» повысило успешность ловильных работ.

По итогам года ООО «РН-Сервис» осталось на уровне II категории в рейтинге. Стоит отметить, что по собственным простоям Общество подняло свой показатель до максимально высокого.



**ГЛУШИТЕ ОСТОРОЖНО И НАДЕЖНО**

### ТЯЖЕЛЫЕ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ НА СОЛЕВОЙ ОСНОВЕ

- достижимые плотности 1,4-2,3 г/см<sup>3</sup>
- не содержат твердой фазы
- имеют низкую коррозионную активность даже при высоких температурах (менее 0,1 мм/год)
- поставляются в жидкой и в сухой товарной форме
- возможна регенерация ЖГ
- возможна поставка на условиях аренды ЖГ и выкупа ЖГ

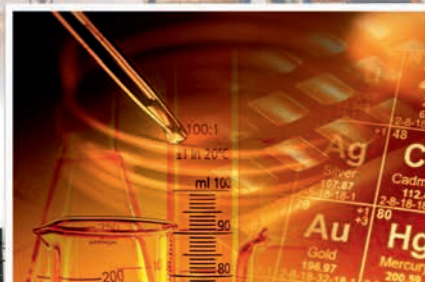
### УЛЬТРАЛЕГКИЕ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ НА ВОДНОЙ ИЛИ УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

- достижимая плотность от 0,7 г/см<sup>3</sup> для УЛЖГ на водной основе и от 0,53 г/см<sup>3</sup> для УЛЖГ на углеводородной основе
- не имеют аналогов
- не содержат полимеров
- стабильны в течение длительного времени
- не коагулируют ПЗП
- блокируют газопроявления
- возможна регенерация ЖГ

**СОВРЕМЕННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СЛОЖНЫХ ЗАДАЧ!**

Производство реагентов и разработка технологий для нефтяной и газовой промышленности

АО «Полиэкс»  
614042, Россия, г. Пермь, ул. Гальперина, д. 8, оф. 301  
Тел.: +7 (342) 253-01-60, +7 (342) 253-02-12  
E-mail: polyex@polyex.perm.ru



**WWW.POLYEX.RU**

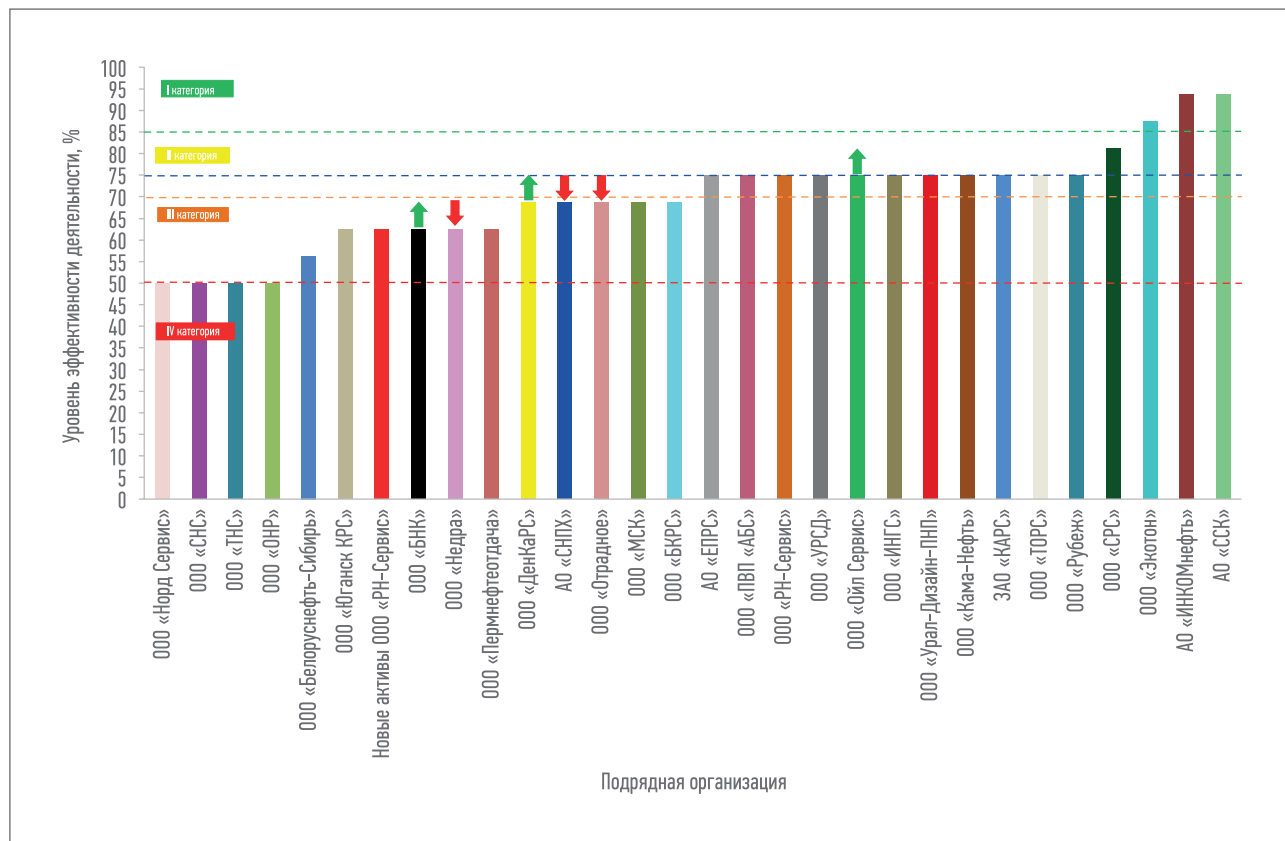


Рис. 6. Рейтинг подрядных организаций по услуге КРС за 2015 г.

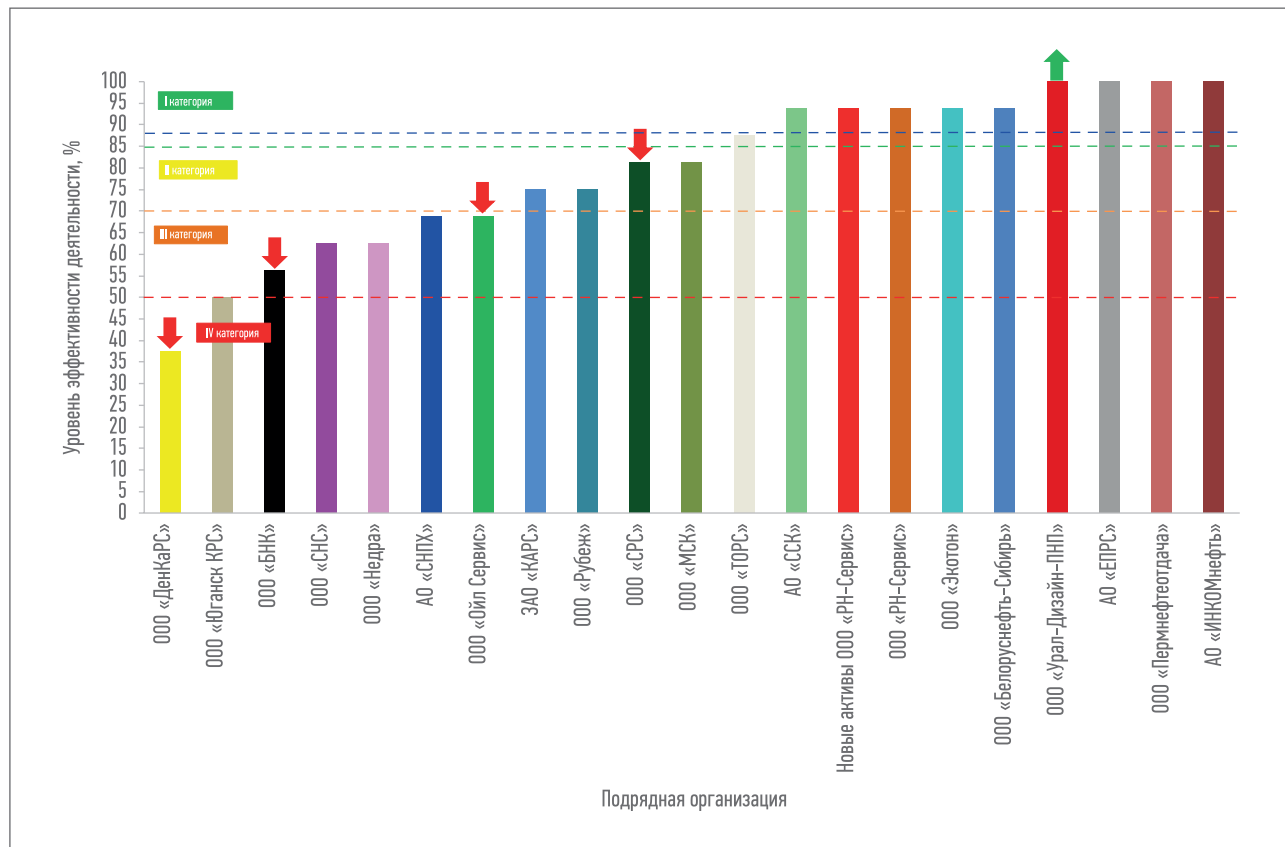


Рис. 7. Рейтинг подрядных организаций по услуге ТРС за 2015 г.



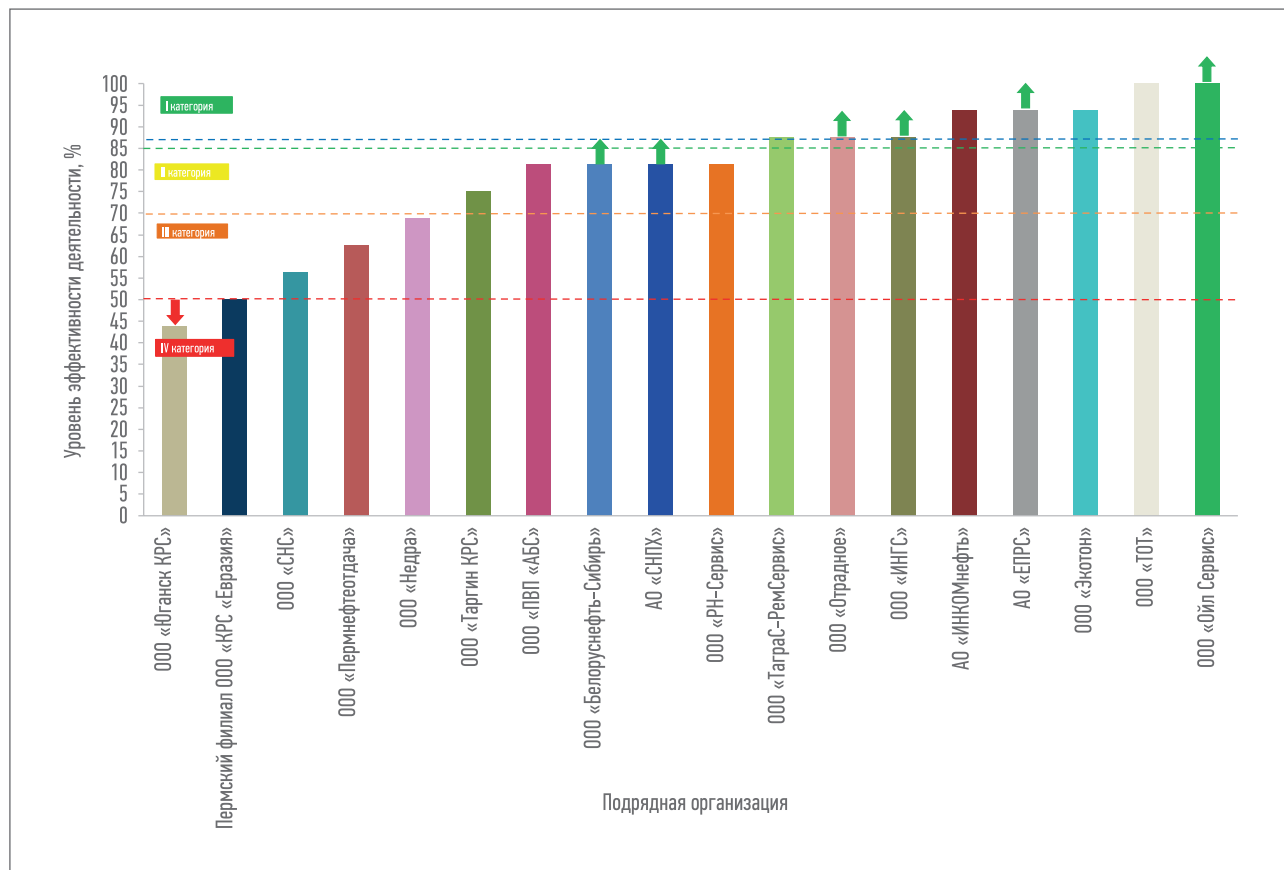


Рис. 8. Рейтинг подрядных организаций по услуге КРС за 2016 г.

Лучшим по КРС был признан внутренний подрядчик ООО «УРС-Самара» (группа ООО «РН-Сервис»), который получил награду на II конференции ПАО «НК «Роснефть» «Технологии в области разведки и добычи нефти».

#### ТРС

Уровень эффективности деятельности подрядных организаций по ТРС в среднем за год остался таким же, как в 2014 г., 87,5 %, что оценивается по принятой в Компании классификации как очень хороший (рис. 7).

За отчетный период общее количество бригад ТРС составило, как и в предыдущем году, 321 ед., при этом число подрядных организаций снизилось с 31 до 30. Показатель преждевременных отказов насосного оборудования не улучшился (2,3 %), а НПВ и аварийность по-прежнему находились на допустимом минимальном уровне: 7,5 и 0,5 % соответственно.

По итогам года в IV категорию (< 50 %) опустился один подрядчик (ООО «ДенКарс») из-за увеличения собственного НПВ и высокой аварийности.

Также снизилась эффективность деятельности сразу нескольких подрядных организаций по ТРС: ООО «БНК» и ООО «Ойл Сервис» – за счет роста собственного НПВ, а у ООО «СРС» участились случаи преждевременных отказов установок электроприводных центробежных насосов (УЭЦН).

ООО «РН-Сервис» осталось на прежнем высоком уровне.

ООО «Урал-Дизайн-ПНП» увеличило свою эффективность до максимальной за счет снижения преждевременных отказов УЭЦН.

Лучшим подрядчиком по ТРС было признано АО «ЕПРС», которое получило награду на II конференции ПАО «НК «Роснефть» «Технологии в области разведки и добычи нефти».

#### 2016 ГОД

Всего в 2016 г. выработано 8553 тыс. бр.-ч ТКРС, из которых ТРС – 2399 тыс. бр.-ч, КРС – 6154 тыс. бр.-ч в рамках операционной деятельности, включая 1510 тыс. бр.-ч КРС при освоении скважин. Ремонты выполнялись 44 подрядными организациями силами 1561 бригады. Доля собственного сервиса предприятий ООО «РН-Сервис» составила 33 % (538 бригад). В тройку крупнейших внешних подрядчиков вошли АО «СНПХ» (163 бригады), ООО «Экотон» (141 бригада) и ООО «Ойл Сервис» (96 бригад). Около половины бригад ремонтировали скважины в трех Обществах Группы Компании: ООО «РН-Юганскнефтегаз» (22 %), АО «Самотлорнефтегаз» (15 %) и АО «Оренбургнефть» (10 %).

В декабре 2016 г. ПАО «НК «Роснефть» приобрело у ПАО «АФК «Система» 100 % акций АО «Таргин», в состав которого входит подрядчик

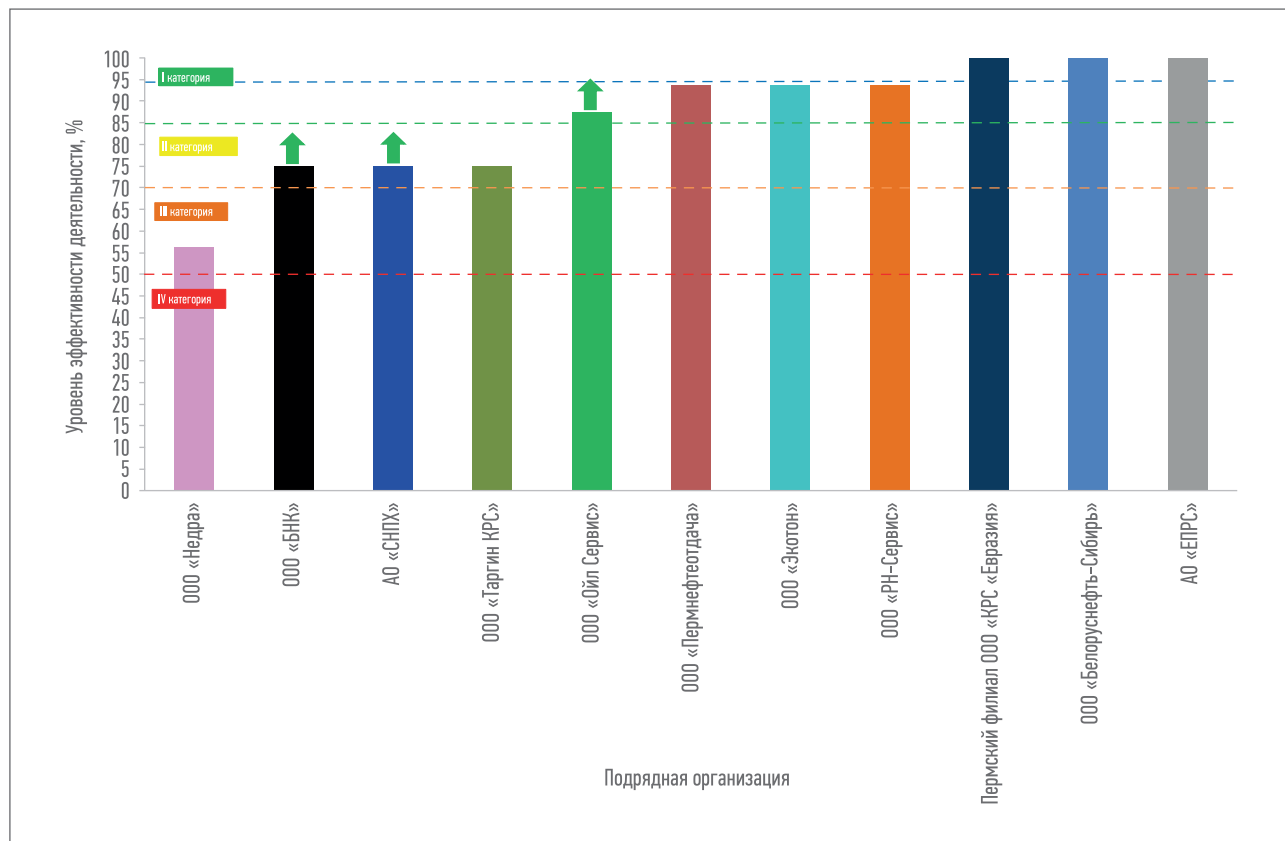


Рис. 9. Рейтинг подрядных организаций по услуге ТРС за 2016 г.

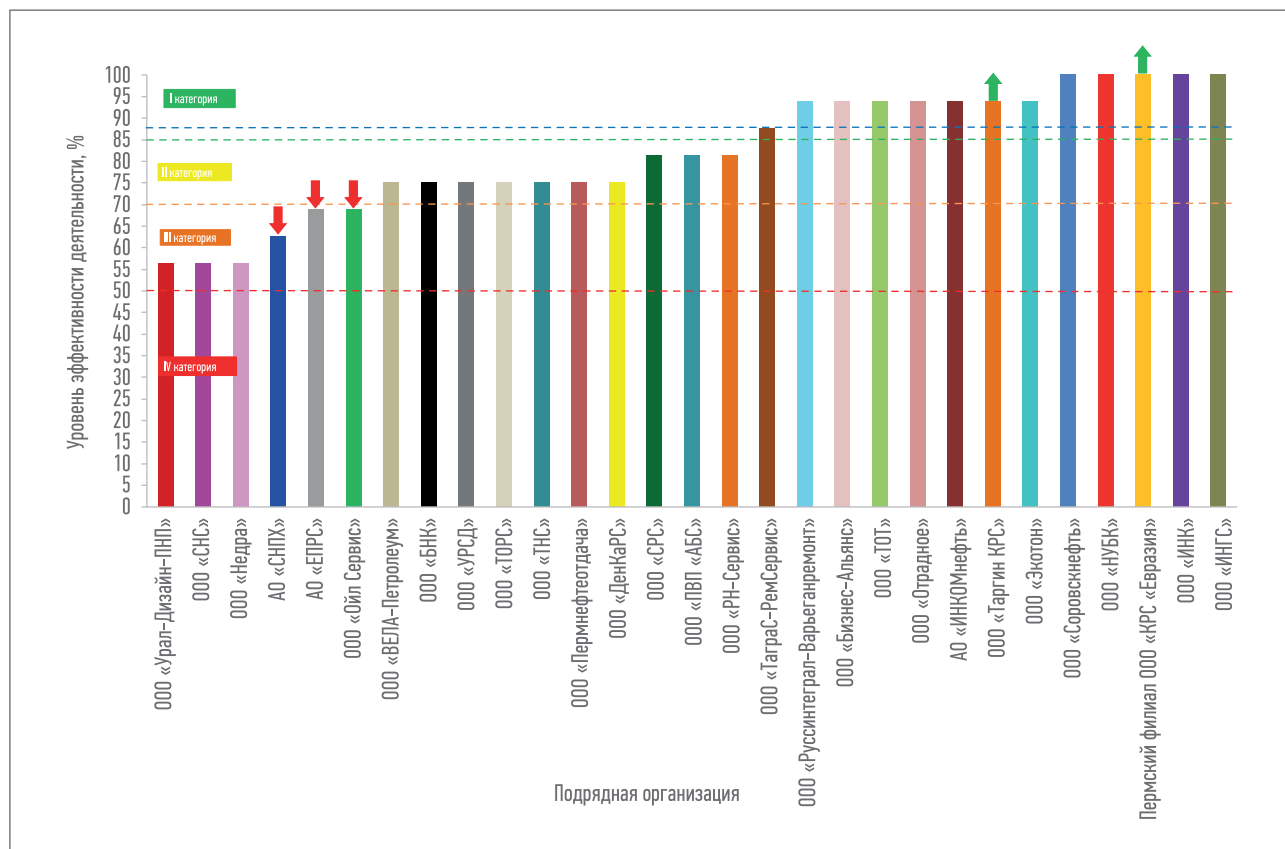


Рис. 10. Рейтинг подрядных организаций по услуге КРС за 2017 г.

по услугам ТКРС ООО «Таргин КРС». Данная сделка соответствует стратегии Компании, направленной на повышение потенциала собственного нефтесервисного подразделения. В результате количество своих бригад по ремонту скважин, оказывающих услуги в периметре ПАО «НК «Роснефть», увеличилось на 30 % и составило 688 ед.

#### КРС

Уровень эффективности деятельности подрядчиков по КРС в среднем за год увеличился с 75,0 до 87,5 % и оценивался по принятой в Компании классификации как очень хороший (рис. 8).

За отчетный период услуги КРС оказывали 43 подрядчика (в 2015 г. – 40 подрядчиков) силами 814 бригад по основной деятельности (в 2015 г. – 863) и 199 – по освоению. Коэффициент НВП составил, как и ранее, 9,2 %, коэффициент аварийности по-прежнему находился на низком уровне (0,7 %),

а успешности ловильных работ улучшился до 85,3 %.

По итогам года в IV категорию (< 50 %) опустился один подрядчик – ООО «Юганск КРС» – из-за высокой аварийности и снижения успешности ловильных работ.

Стоит отметить, что внутренний сервис сократил собственные аварии и инциденты и поднялся в рейтинге до 81 % в рамках II категории.

В то же время значительному количеству подрядчиков удалось существенно повысить свою эффективность. Так, ООО «Ойл Сервис» достигло максимального результата за счет снижения НПВ, а АО «ЕПРС» поднялось в I категорию вследствие уменьшения этого показателя и увеличения успешности ловильных работ. Последний фактор также позволил ООО «ИНГС» достичь I категории. ООО «Отрадное» перешло из III в I благодаря сокращению собственного НПВ и росту успешности ловильных работ.

АО «СНПХ» смогло снизить аварийность, а ООО «Белоруснефть-Сибирь» – собственное НПВ.

Лучшим подрядчиком по КРС было признано ООО «Ойл Сервис», которое получило награду на III конференции ПАО «НК «Роснефть» «Технологии в области разведки и добычи нефти».

#### ТРС

Уровень эффективности деятельности подрядчиков по ТРС в среднем за год увеличился еще больше: с 87,5 до 93,8 % (рис. 9).

За отчетный период общее количество бригад ТРС сократилось до 305 ед., при этом количество подрядных организаций выросло с 30 до 37. Коэффициенты НПВ и аварийности остались на прежнем низком уровне (5,4 и 0,4 % соответственно). Положительные тенденции наблюдались по показателю суммарных преждевременных отказов УЭЦН по вине подрядчиков: он сократился с 2,3 до 1,9 %.

# Больше на сайте [neftegas.info](http://neftegas.info)



## Подписывайтесь на нас в





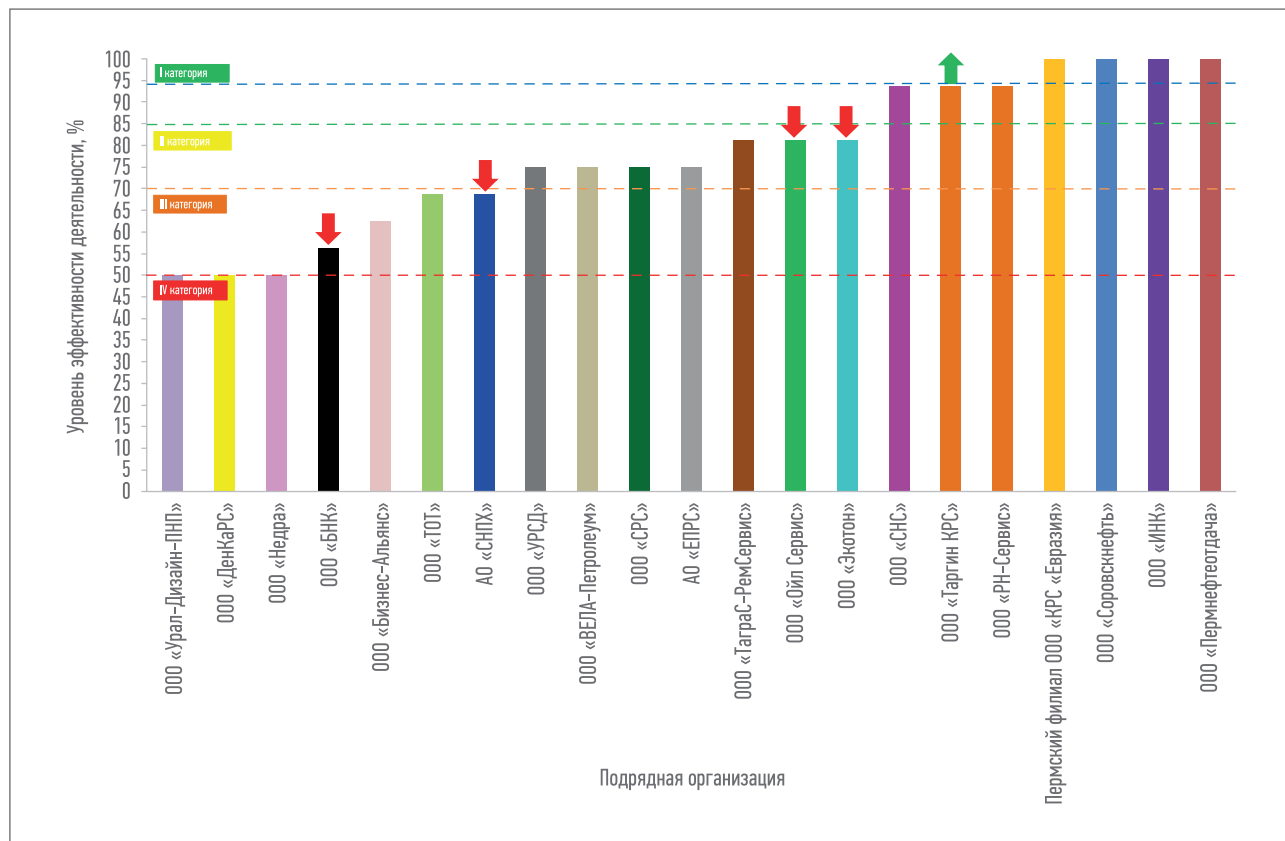


Рис. 11. Рейтинг подрядных организаций по услуге ТРС за 2017 г.

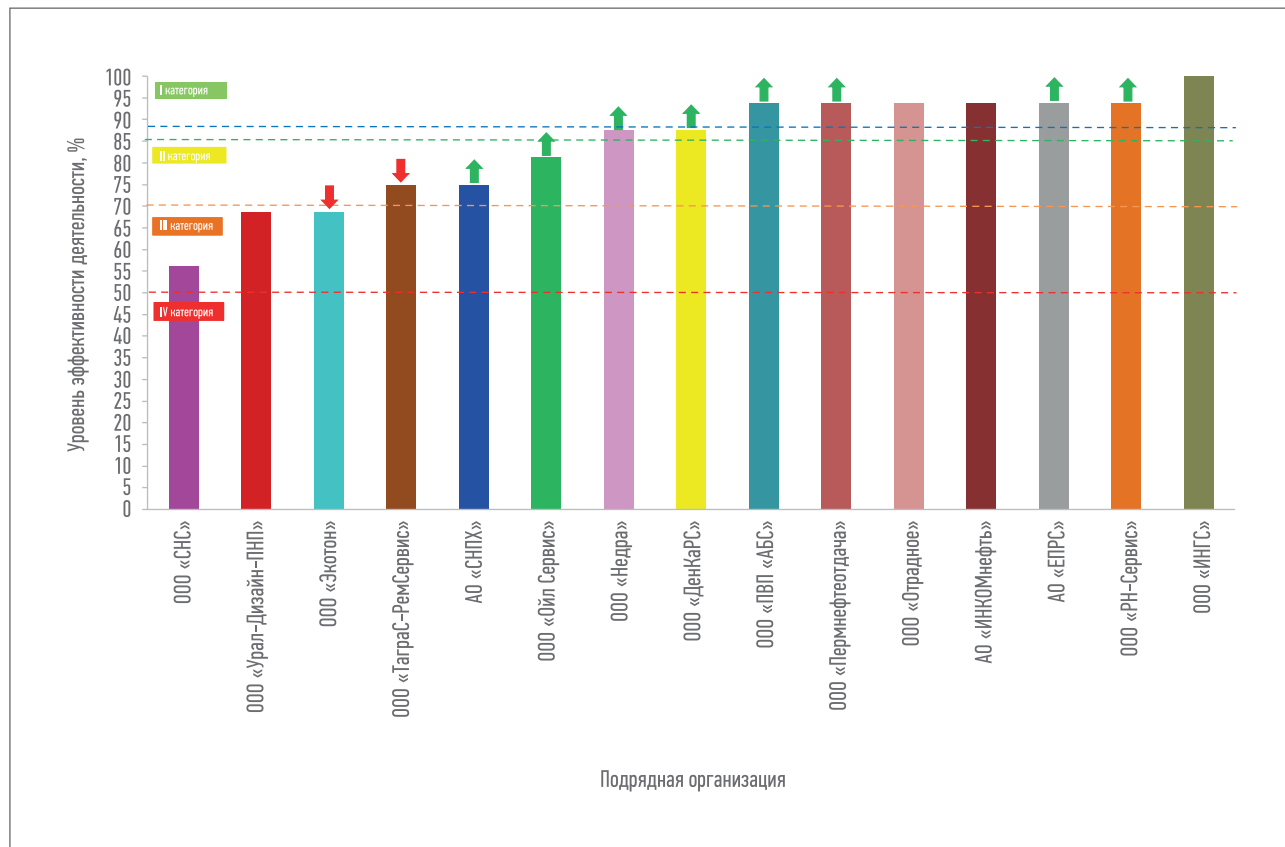


Рис. 12. Рейтинг подрядных организаций по услуге КРС за 2018 г. (более 10 бригад)

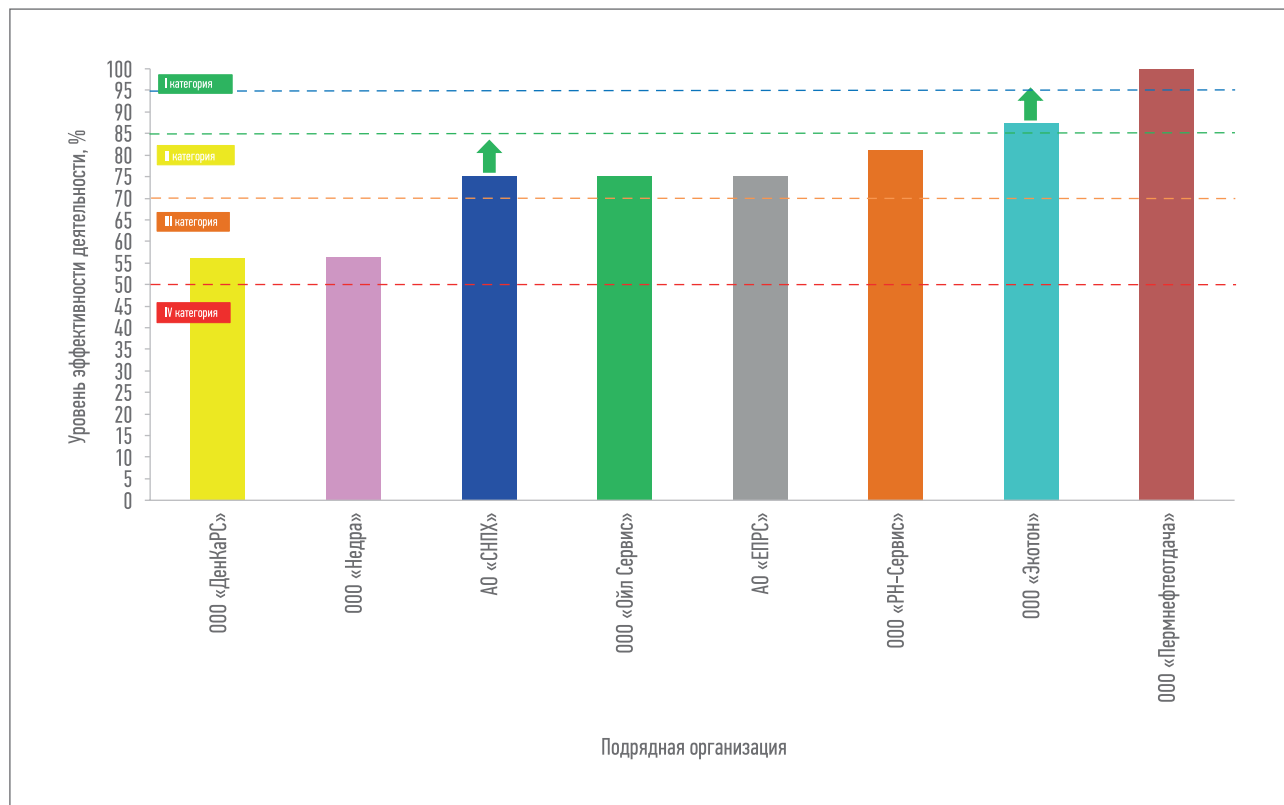


Рис. 13. Рейтинг подрядных организаций по услуге ТРС за 2018 г. (более 10 бригад)

Ни одна компания по итогам года не оказалась ниже III категории по рейтингу.

Несколько подрядчиков улучшили эффективность своей деятельности. Так, ООО «Ойл Сервис» перешло из III в I категорию за счет сокращения НПВ и числа преждевременных отказов УЭЦН. АО «СНПХ» смогло уменьшить собственное НПВ и перейти во II категорию, как и ООО «БНК», переместившееся не только за счет данного фактора, но и благодаря уменьшению количества преждевременных отказов УЭЦН.

Третий год подряд ООО «РН-Сервис» удержало высокий уровень эффективности деятельности в части ТРС и осталось в I категории рейтинга.

Лучшим подрядчиком по ТРС, как и в предшествующем году, было признано АО «ЕПРС», которое получило награду на III конференции ПАО «НК «Роснефть» «Технологии в области разведки и добычи нефти».

### 2017 ГОД

Всего в 2017 г. было выработано 10960 тыс. бр.-ч ТКРС, из которых ТРС – 2531 тыс. бр.-ч, КРС – 8429 тыс. бр.-ч в рамках операционной деятельности, включая 1887 тыс. бр.-ч КРС при освоении скважин. Ремонты выполнялись 43 подрядными организациями силами 1664 бригад (при максимальной нагрузке). Доля собственного сервиса предприятий ООО «РН-Сервис» составила 43 % (700 бригад). Тройка крупнейших внешних подрядчиков: АО «СНПХ» (150 бригад), ООО «Экотон» (153 бригады) и АО «ЕПРС» (113 бригад). Около половины бригад ремонтировали скважины в трех Обществах Группы Компании: АО «Самотлорнефтегаз» (21 %), ООО «РН-Юганскнефтегаз» (19 %) и ООО «Башнефть-Добыча» (16 %).

### КРС

Эффективность деятельности подрядчиков по КРС в среднем за год осталась на прежнем высоком уровне, 87,5 %, по принятой

в Компании классификации это оценивается как очень хороший уровень (рис. 10).

За отчетный период услуги КРС оказывали 43 подрядчика силами 1031 бригады по основной деятельности и 288 – в сфере освоения. Всего выполнено 29 172 ремонта (при плановом количестве 28 332) по основному виду деятельности, превышение плановых показателей объясняется увеличением числа дополнительных геолого-технических мероприятий.

Коэффициент НВП составил 9,3 %, аварийности – 0,7 % (оставшись на прежнем низком уровне), успешности ловильных работ – улучшился (достигнув 86,6 %).

За отчетный период ООО «РН-Сервис» продолжало оставаться на хорошем уровне эффективности.

Ни один подрядчик по итогам года не оказался ниже III категории по рейтингу. При этом ряд компаний ухудшил показатели своей деятельности. Так, АО «СНПХ» вернулось из II категории в III за счет увеличения НПВ и аварийности,

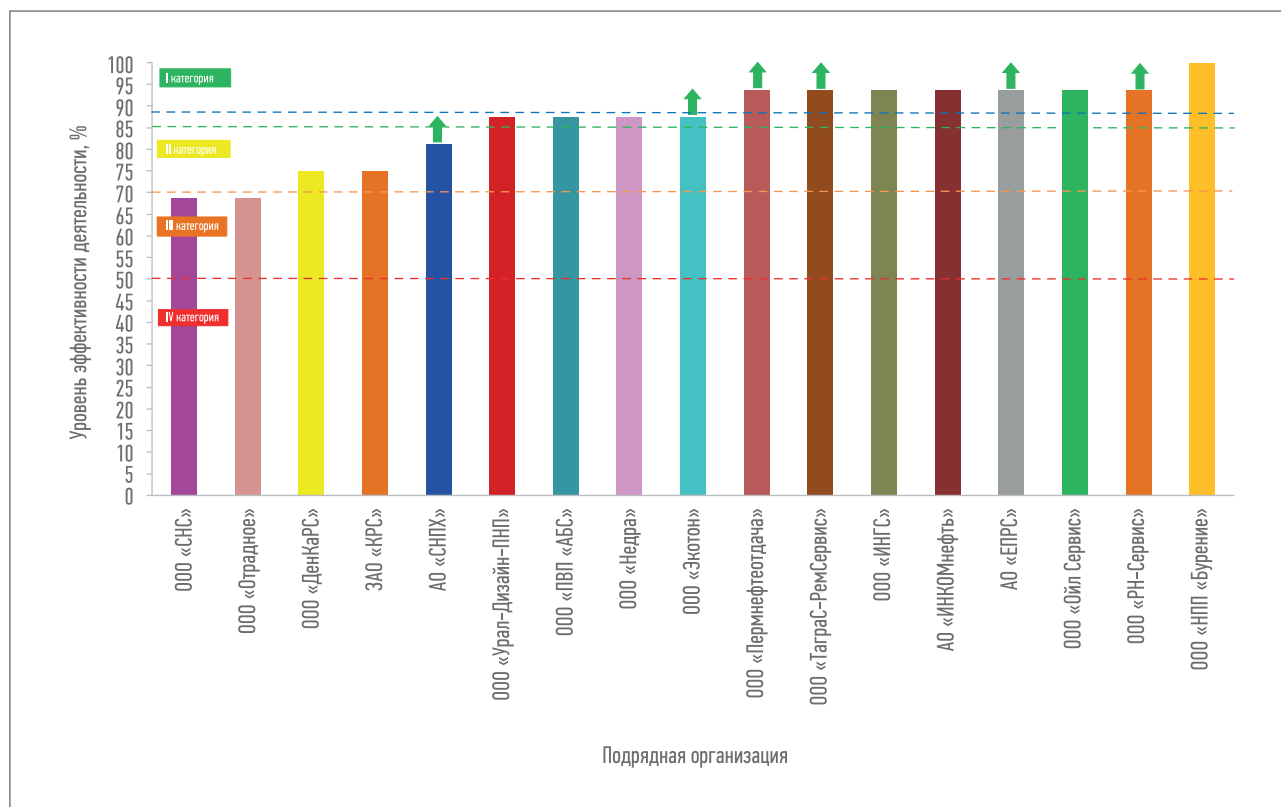


Рис. 14. Рейтинг подрядных организаций по услуге КРС за 2019 г. (более 10 бригад)

а АО «ЕПРС» и ООО «Ойл Сервис» опустились из I в III вследствие ухудшения безопасности работ и роста НПВ.

Два подрядчика смогли улучшить производственную эффективность и подняться в I категорию: ООО «Таргин КРС» благодаря повышению показателей безопасности работ, а Пермский филиал ООО «КРС «Евразия» (улучшило свои показатели в два раза и достигло максимального результата) – снижению собственного НПВ и аварийности.

Лучшим подрядчиком по КРС было признано ООО «ИНГС», которое получило награду на IV конференции ПАО «НК «Роснефть» «Технологии в области разведки и добычи нефти».

#### ТРС

Сводный интегральный рейтинг качества услуг по сектору ТРС остался на прежнем высоком уровне – 93,8 % (рис. 11).

За отчетный период общее количество бригад ТРС составило 346,

при этом число подрядных организаций снизилось с 37 до 30. Всего было проведено 37 753 ремонта (при плане 38 172), невыполнение плановых показателей объясняется увеличением межремонтного периода погружных насосов. Коэффициенты НПВ и аварийности остались на низком уровне: 6,6 и 0,2 % соответственно, как и показатель общего количества преждевременных отказов УЭЦН по вине подрядчиков, составивший 1,9 %.

Абсолютно все подрядные организации по итогам года находились в I–III категориях по рейтингу. При этом ряд компаний ухудшил эффективность своей деятельности.

Так, ООО «БНК» опустилось из II в III категорию за счет увеличения собственного НПВ и количества преждевременных отказов УЭЦН. АО «СНПХ» вернулось из II в III категорию вследствие роста НПВ. ООО «Экотон» и ООО «Ойл Сервис» опустились из I во II категорию за счет увеличения количества преждевременных отказов УЭЦН. ООО «Таргин КРС» улучшило произ-

водственную эффективность и поднялось в I категорию благодаря сокращению собственного НПВ.

Рейтинг внутреннего подрячика оставался на прежнем высоком уровне.

Лучшим по ТРС было признано ООО «Пермнефтеотдача», которое получило награду на IV конференции ПАО «НК «Роснефть» «Технологии в области разведки и добычи нефти».

#### 2018 ГОД

Всего в 2018 г. было выработано 10 076 тыс. бр.-ч ТКРС, из которых ТРС – 2630 тыс. бр.-ч, КРС – 7445 тыс. бр.-ч в рамках операционной деятельности, включая 2057 тыс. бр.-ч КРС при освоении скважин. Ремонты выполнялись силами 43 подрядных организаций при максимальном единовременном количестве бригад 1637 (в среднем 1582). Доля собственного сервиса предприятий ООО «РН-Сервис» составила 24 % (702 бригады). В тройку крупнейших внешних подрядчиков во-



шли ООО «Экотон» (169 бригад), АО «СНПХ» (139 бригад) и АО «ЕПРС» (119 бригад). Более половины бригад ремонтировали скважины в трех Обществах Группы Компании: ООО «РН-Юганскнефтегаз» (22,2 %), ООО «Башнефть-Добыча» (17,1 %) и АО «Самотлорнефтегаз» (12,3 %).

С 2018 г. годовой рейтинг по КРС и ТРС формируется по двум категориям: для подрядных организаций с более и менее чем 10 бригадами. Также в указанном году принципы формирования рейтинга по ТКРС были доработаны: они стали учитывать сложность работ при КРС.

На IV конференции ПАО «НК «Роснефть» «Технологии в области разведки и добычи нефти» предприятие Компании АО «Самаранефтегаз» было награждено за лучшую инициативу по повышению производственной эффективности – проект «Опережающее глушение скважин при производстве ТКРС».

#### КРС

Уровень эффективности деятельности подрядчиков по КРС в среднем за год остался высоким, составив 87,5 % (рис. 12).

За отчетный период услуги КРС оказывали 43 подрядчика силами 986 бригад по основной деятельности и 273 – в сфере освоения. Всего выполнено 31 986 ремонтов (при плане 29 937) по основному виду деятельности, превышение плановых показателей объясняется увеличением количества дополнительных геолого-технических мероприятий. Коэффициент успешности ловильных работ вырос до 90,4 %, а аварийности остался на низком уровне – 0,8 %. Коэффициент НПВ составил 9,1 %.

Ни один подрядчик по итогам года не оказался ниже III категории по рейтингу. При этом две компании ухудшили эффективность своей деятельности: ООО «Экотон» опустилось из I в III категорию из-за снижения уровня безопасно-

сти работ, ООО «ТаграС-РемСервис» перешло из I во II категорию за счет увеличения собственного НПВ.

Необходимо отметить повышение эффективности внутреннего сервиса Компании: ООО «РН-Сервис» перешло из II в I категорию благодаря снижению НПВ и большей успешности ловильных работ в сравнении с предыдущим годом.

Значительному количеству подрядчиков удалось улучшить свою производственную эффективность. АО «СНПХ» добилось снижения собственного НПВ и поднялось во II категорию. ООО «Ойл Сервис» перешло из III во II за счет повышения безопасности работ. ООО «Недра» достигло I категории благодаря уменьшению НПВ и аварийности, а также большей (по сравнению с предыдущим годом) успешности ловильных работ. ООО «ДенКаРС» поднялось из II в I категорию вследствие снижения аварийности и повышения успешности ловильных работ.

GAZOVAYA  
PROMYSHLENNOST'

ГАЗОВАЯ  
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

# GAS INDUSTRY

## Gas Industry journal expands international cooperation and invites authors from different countries to publish scientific articles in English

Gas Industry journal is included in the list of Higher Attestation Commission, "the leading reviewed scientific journals and editions in which the basic scientific results of dissertations on competition of scientific degrees of doctor and candidate of sciences should be published".



**General information about the journal:**  
<http://neftegas.info/en/gasindustry/>



**Main thematic sections:**  
<http://neftegas.info/en/gasindustry/about-magazine/>

**Submission of manuscripts:**  
[info@neftegas.info](mailto:info@neftegas.info)

Founder  
Gazprom PJSC

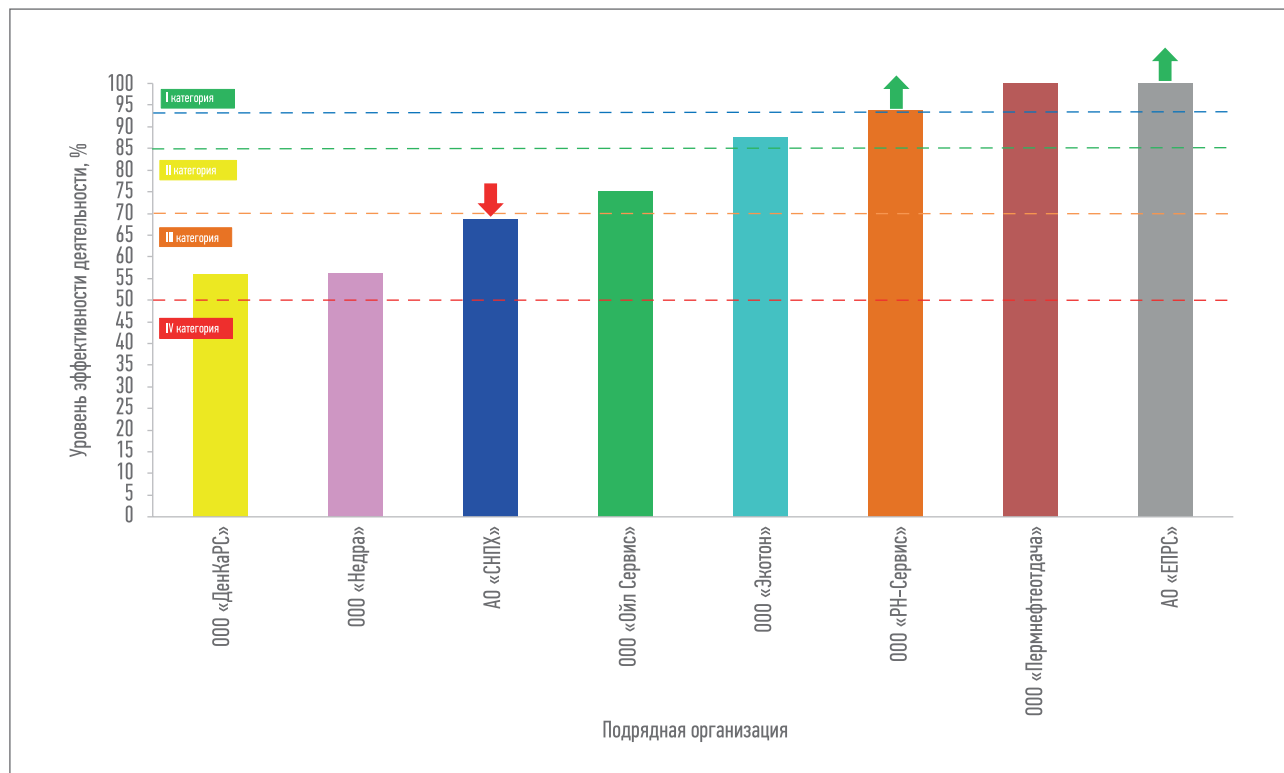


Рис. 15. Рейтинг подрядных организаций по услуге ТРС за 2019 г. (более 10 бригад)

ООО «ПВП «АБС» смогло перейти из III в I категорию, а ООО «Пермнефтеотдача» – из II в I за счет сокращения НПВ. АО «ЕПРС» вернулось из III в I категорию благодаря повышению безопасности работ.

Лучшим подрядчиком по КРС второй год подряд было признано ООО «ИНГС», которое получило награду на V конференции ПАО «НК «Роснефть» «Технологии в области разведки и добычи нефти».

#### ТРС

Уровень эффективности деятельности подрядчиков по ТРС в среднем за год остался высоким и составил 93,8 % (рис. 13).

За отчетный период услуги ТРС оказывали 378 бригад, при этом общее количество подрядных организаций снизилось с 37 до 30. Всего выполнено 38 487 ремонтов (при плане 37 885). Остался на низком уровне показатель суммарного числа преждевременных отказов УЭЦН по вине подрядчиков. Он составил 2 %. Коэффициенты НПВ и аварийности

сохранились на уровне 6,7 и 0,2 % соответственно.

Ни одна подрядная организация по итогам года не оказалась ниже III категории по рейтингу.

Две компании смогли улучшить эффективность своей деятельности. Так, АО «СНПХ» поднялось из III во II категорию за счет снижения собственного НПВ, а ООО «Экотон» перешло из II в I категорию благодаря уменьшению числа преждевременных отказов УЭЦН.

Впервые за рассматриваемый период внутренний сервис в части ТРС опустился до II категории.

Лучшим подрядчиком по ТРС второй год подряд было признано ООО «Пермнефтеотдача», которое получило награду на V конференции ПАО «НК «Роснефть» «Технологии в области разведки и добычи нефти».

#### 2019 ГОД

Всего в 2019 г. в рамках операционной деятельности выполнено 10 062 тыс. бр.-ч ТКРС, из которых ТРС – 2614 тыс. бр.-ч, КРС – 7448 тыс. бр.-ч, включая

1785 тыс. бр.-ч при освоении скважин. Ремонты выполнялись силами 25 подрядных организаций при максимальном единовременном количестве бригад 1606 (в среднем 1270). Доля собственного сервиса составила 44 % (686 бригад). Тройка крупнейших внешних подрядчиков: АО «СНПХ» (138 бригад), ООО «Экотон» и ООО «Ойл Сервис» (по 105 бригад). Более половины бригад ремонтировали скважины в трех Обществах Группы Компании: ООО «РН-Юганскнефтегаз» (21 %), ООО «Башнефть-Добыча» (18 %), АО «Самотлорнефтегаз» (13 %).

#### КРС

Уровень эффективности деятельности подрядчиков по КРС в среднем за год остался по-прежнему высоким и составил 87,5 % (рис. 14).

За отчетный период услуги КРС оказывали 25 подрядчиков силами 946 бригад. Всего выполнено 31 764 ремонта (план – 30 616) по основному виду деятельности. Превышение плановых показателей объясняется увеличением количества дополни-

тельных геолого-технических мероприятий. Коэффициент успешности ловильных работ вырос до 91,5 %, а аварийности остался на низком уровне (0,8 %). Коэффициент НПВ составил 1,8 %.

Все подрядчики по итогам года заняли в рейтинге категории с I по III.

Как и в предыдущем году, очень высокую эффективность деятельности демонстрировало ООО «РН-Сервис».

Целый ряд компаний смог улучшить свои показатели. Так, ООО «Экотон» увеличило безопасность работ и поднялось во II категорию, а ООО «ТаграС-РемСервис» снизило собственное НПВ и достигло I категории.

Лучшим подрядчиком по КРС было признано ООО «НПП «Бурение».

#### ТРС

Уровень эффективности деятельности по ТРС в среднем за год

остался высоким и составил 93,8 % (рис. 15).

За отчетный период услуги ТРС оказывали 25 подрядчиков силами 324 бригад, при этом общее количество организаций снизилось с 30 до 25. Всего выполнено 37 695 ремонтов при плане 37 530. Остался на низком уровне показатель случаев преждевременных отказов УЭЦН по вине подрядчиков (2 %). Коэффициент НПВ составил 1,5 %, а аварийности – 0,2 %, продолжив находиться на хорошем уровне.

Ни один подрядчик по итогам года не оказался ниже III категории по рейтингу.

В 2019 г. ООО «РН-Сервис» вернуло свои позиции в I категории рейтинга за счет отсутствия инцидентов в части промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды.

Лучшим подрядчиком по ТРС было признано АО «ЕПРС».

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленный обзор развития рынка услуг ТКРС в ПАО «НК «Роснефть» в 2014–2019 гг. показывает управляемость этого процесса и функциональность системы управления эффективностью деятельности предприятия, используемой в Компании. Разработанная система комплексно оценивает качество работы внешних и внутренних подрядных организаций, оказывающих нефтепромысловые услуги. Данный бенчмаркинг стимулирует здоровую конкуренцию между участниками рынка и мотивирует их на оказание безопасных и технологичных нефтепромысловых услуг высокого качества, что положительно влияет на развитие ПАО «НК «Роснефть» и обеспечивает ее устойчивое технологическое преимущество. ■

#### ПРИЛОЖЕНИЕ 1. МЕТОДИКА РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПО КРС

Коэффициент промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды. Вес = 25 %

Этот коэффициент ( $K_{ТБ}$ ) представляет собой показатель, характеризующий систему промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды подрядчика в отношении операций, выполняемых бригадами ТКРС, включая совместные работы (гидроразрыв пласта, цементирование под давлением и т. д.).

$$K_{ТБ} = \frac{N_b}{T_A} \cdot 1000, \quad (1)$$

где  $T_A$  – астрономическое время за выполненные и принятые к оплате операции ТКРС за отчетный период (23 ч/сут, если в договоре не указано иное); 1000 – безразмерный множитель, введенный для удобства мониторинга коэффициента;  $N_b$  – количество баллов:

- групповой несчастный случай; пожары с остановкой производства и/или разрушением зданий, сооружений без возможности восстановления. Каждое происшествие за отчетный период – 10 баллов;
- несчастный случай на производстве; пожары с пострадавшими и/или приведшие к нарушению технологического процесса и/или повреждениям конструкций зданий. Каждое происшествие – 5 баллов.

Если за отчетный период подрядчик допускает хотя бы один смертельный случай, то данный коэффициент производственной эффективности вне зависимости от вышеприведенной формулы автоматически считается невыполненным (равным 0).

Значение, %	Выполнение $K_{ТБ}$
$K_{ТБ} > 15$	0,00
$10 < K_{ТБ} \leq 15$	0,25
$5 < K_{ТБ} \leq 10$	0,50
$3 < K_{ТБ} \leq 5$	0,75
$K_{ТБ} \leq 3$	1,00

Коэффициент НПВ. Вес = 25 %

Коэффициент НПВ ( $K_{НВ}$ ) рассчитывается по формуле:

$$K_{НВ} = \left[ 1 - \frac{T_{опп} + T_0 + T_{ш}}{T_A} \right] \cdot \left( \frac{1}{1 + K_c} \right) \cdot 100 \%, \quad (2)$$

где  $T_{опп}$  – время по выполненным и принятым к оплате Компанией операциям ТКРС за отчетный период, ч;  $T_0$  – время ожидания подрядчика (в связи с погодными условиями, не позволяющими выполнять работы; по вине Компании и/или сервисных компаний), ч;  $T_{ш}$  – время, исключенное из расчетов в связи с применением шкалы оценки качества, ч.



Коэффициент сложности ( $K_c$ ), используемый только для КРС, определяется следующим образом:

$$K_c = \frac{KР_{\text{слож}}}{KР_{\text{общ}}}, \quad (3)$$

где  $KР_{\text{слож}}$  — количество сложных работ (КР1, КР2, КР3, КР4, КР7 (только гидроразрыв пласта));  $KР_{\text{общ}}$  — общее количество капитальных ремонтов.

Значение, %	Выполнение $K_{\text{НВ}}$
$K_{\text{НВ}} > 15$	0,00
$12 < K_{\text{НВ}} \leq 15$	0,25
$10 < K_{\text{НВ}} \leq 12$	0,50
$8 < K_{\text{НВ}} \leq 10$	0,75
$K_{\text{НВ}} \leq 8$	1,00

*Коэффициент аварийности. Вес = 25 %*

Коэффициент аварийности ( $K_{\text{АВ}}$ ) характеризует время, затраченное подрядчиком на ликвидацию собственных аварий, и рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{АВ}} = \left[ \frac{T_{\text{АВ}}}{T_{\text{А}}} \left( \frac{1}{1 + K_c} \right) \right] \cdot 100 \%, \quad (4)$$

где  $T_{\text{АВ}}$  — астрономическое время, затраченное подрядчиком на ликвидацию собственных аварий, ч.

Значение, %	Выполнение $K_{\text{АВ}}$
$K_{\text{АВ}} > 6,0$	0,00
$4,5 < K_{\text{АВ}} \leq 6,0$	0,25
$3,0 < K_{\text{АВ}} \leq 4,5$	0,50
$1,5 < K_{\text{АВ}} \leq 3,0$	0,75
$K_{\text{АВ}} \leq 1,5$	1,00

*Коэффициент успешности ловильных работ. Вес = 25 %*

Коэффициент успешности ловильных работ ( $K_{\text{УЛР}}$ ) характеризует эффективность используемых инструментов и профессиональные навыки подрядчика. Он определяется следующим образом:

$$K_{\text{УЛР}} = \frac{N_{\text{УСП}}}{N_{\text{РЕМ}}} \cdot 100 \%, \quad (5)$$

где  $N_{\text{УСП}}$  — общее количество успешных КРС, связанных с обслуживанием скважин с механическими повреждениями, после которых скважина готова к эксплуатации и/или к выполнению технологической операции (гидроразрыв пласта, цементирование под давлением и т. д.);  $N_{\text{РЕМ}}$  — общее количество КРС, выполненных подрядчиком и связанных с обслуживанием скважин с механическими повреждениями (только ловильных работ).

Значение, %	Выполнение $K_{\text{УЛР}}$
$K_{\text{УЛР}} \leq 65$	0,00
$65 < K_{\text{УЛР}} \leq 75$	0,25
$75 < K_{\text{УЛР}} \leq 85$	0,50
$85 < K_{\text{УЛР}} \leq 95$	0,75
$K_{\text{УЛР}} > 95$	1,00

#### ПРИЛОЖЕНИЕ 2. МЕТОДИКА РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПО ТРС

*Коэффициент промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды. Вес = 25 %*

Этот коэффициент ( $K_{\text{ТБ}}$ ) представляет собой показатель, характеризующий систему промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды подрядчика в отношении операций, выполняемых бригадами ТКРС, включая совместные работы (гидроразрыв пласта, цементирование под давлением и т. д.) и рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{ТБ}} = \frac{N_{\text{Б}}}{T_{\text{ОБЩ}}} \cdot 100 \%, \quad (6)$$

где  $T_{\text{ОБЩ}}$  — общее время работ за отчетный период, ч.

Если за отчетный период подрядчик допускает хотя бы один смертельный случай, то данный коэффициент производственной эффективности ( $K_{\text{ТБ}}$ ) вне зависимости от вышеприведенных формул автоматически считается невыполненным (равным 0).

Значение, %	Выполнение $K_{ТБ}$
$K_{ТБ} > 15$	0,00
$10 < K_{ТБ} \leq 15$	0,25
$5 < K_{ТБ} \leq 10$	0,50
$3 < K_{ТБ} \leq 5$	0,75
$K_{ТБ} \leq 3$	1,00

*Коэффициент НПВ. Вес = 25 %*

Коэффициент НПВ ( $K_{НВ}$ ) определяется следующим образом:

$$K_{НВ} = \left[ \left( 1 - \frac{T_{опл} + T_0 + T_{ш}}{T_A} \right) \left( \frac{1}{1 + K_c} \right) \right] \cdot 100 \% \quad (7)$$

где  $T_{опл}$  – время по выполненным и принятым к оплате Компанией операциям ТКРС за отчетный период, ч;  $T_0$  – время ожидания подрядчика (в связи с погодными условиями, не позволяющими выполнять работы; по вине Компании и/или сервисных компаний), ч;  $T_{ш}$  – время, исключенное из расчетов в связи с применением шкалы оценки качества, ч.

Значение, %	Выполнение $K_{НВ}$
$K_{НВ} > 15$	0,00
$12 < K_{НВ} \leq 15$	0,25
$10 < K_{НВ} \leq 12$	0,50
$8 < K_{НВ} \leq 10$	0,75
$K_{НВ} \leq 8$	1,00

*Коэффициент аварийности. Вес = 25 %*

Коэффициент аварийности ( $K_{АВ}$ ) характеризует время, затраченное подрядчиком на ликвидацию собственных аварий. Он рассчитывается по формуле:

$$K_{АВ} = \frac{T_{АВ}}{T_A} \cdot 100 \% \quad (8)$$

Значение, %	Выполнение $K_{АВ}$
$K_{АВ} > 6,0$	0,00
$4,5 < K_{АВ} \leq 6,0$	0,25
$3,0 < K_{АВ} \leq 4,5$	0,50
$1,5 < K_{АВ} \leq 3,0$	0,75
$K_{АВ} \leq 1,5$	1,00

*Коэффициент преждевременных отказов УЭЦН. Вес = 25 %*

Коэффициент преждевременных отказов УЭЦН ( $K_{ПО}$ ) определяется на основе отказов УЭЦН в течение 30 дней после запуска, вызванных неудовлетворительной работой бригады ТРС. Рассчитывается в процентах по формуле:

$$K_{ПО} = \frac{N_{ПО}}{N_{РЕМ}} \cdot 100 \% \quad (9)$$

где  $N_{ПО}$  – общее количество преждевременных отказов по вине подрядчика;  $N_{РЕМ}$  – общее количество ТРС на подрядчика, которые включают в план работ операции по спуску УЭЦН.

Значение, %	Выполнение $K_{ПО}$
$K_{ПО} > 4$	0,00
$3 < K_{ПО} \leq 4$	0,25
$2 < K_{ПО} \leq 3$	0,50
$1 < K_{ПО} \leq 2$	0,75
$K_{ПО} \leq 1$	1,00

#### ЛИТЕРАТУРА

- Исаков А.С., Лирон Э.М. Управление эффективностью деятельности подрядчиков // Нефтяное хозяйство. 2019. № 3 (1145). С. 18–21. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-3-18-21.
- Исаков А.С., Лирон Э.М., Лунин Д.А., Хорошев А.Н. Развитие рынка нефтесервисных услуг: успешный опыт ПАО «НК «Роснефть» // Нефтяное хозяйство. 2019. № 11 (1153). С. 8–12. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-11-8-12.

# СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ЗАЛЕЧИВАНИЯ МИКРОДЕФЕКТОВ В ТРУБОПРОВОДАХ

УДК 620.19:621.643

**А.М. Щипачев**, д.т.н., проф., ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет» (Санкт-Петербург, Россия),

schipachev\_am@pers.spmi.ru

**М. Алжадли**, ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», mohammedaljadly@gmail.com

В статье поднимается актуальная проблема восстановления ресурса трубопроводов путем залечивания трещин, расслоений и следов коррозии в полевых условиях без замены участков. Выбор одного из методов ремонта или их комбинации зависит от многих факторов, в том числе: характера, положения, ориентации и доступности дефектов; ожидаемой точности ремонта; наличия и удобства использования тех или иных инструментов; типа металла и толщины изделия; имеющегося у специалистов (компании) опыта. Проводится обзор существующих способов залечивания микродефектов, возникающих в металлах в целом и в магистральных трубопроводах в частности. Проанализировано влияние трещин на прочность этих инженерных конструкций. Из традиционно применяемых при ремонте технологий рассмотрены: электронно-лучевая обработка, термическая обработка, обработка лазерными ударными волнами, электромагнитные импульсные методы.

Более подробно описан способ залечивания трещин с помощью магнитно-импульсной обработки. Механизм данного метода заключается в том, что с помощью установки в ремонтируемой заготовке наводятся высокоэнергетические вихревые токи (токи Фуко), которые вызывают нагрев последней. Принцип действия основан на преобразовании электрической энергии, запасаемой конденсаторами-накопителями, в электромагнитное поле, возникающее в рабочей зоне индуктора при разряде импульсных конденсаторов накопителя энергии. Именно электромагнитное поле индуктора наводит в обрабатываемом материале вихревые токи.

На основе проведенных исследований сделан вывод о перспективности использования метода магнитно-импульсной обработки, поскольку он обеспечивает локальное воздействие на металл и может залечивать микротрещины и другие дефекты, расположенные как на поверхности металла трубы, так и в подповерхностной зоне.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ЗАЛЕЧИВАНИЕ, ТРЕЩИНА, РЕМОНТ, ВОССТАНОВЛЕНИЕ, МАГНИТНО-ИМПУЛЬСНАЯ ОБРАБОТКА, ТРУБОПРОВОД.

В процессе эксплуатации магистральных трубопроводов (МТ) металл труб испытывает постоянное воздействие давления. С течением времени это вызывает деградационные процессы (изменение физико-механических характеристик) в металле МТ [1]. В частности, возникает система микротрещин. Из-за постоянной нагрузки они постепенно начинают расти. Выявляемые методами неразрушающего контроля дефекты могут быть меньше разрешающей способности прибора, но тем не менее представляют собой потенциальную опасность.

Проблема восстановления ресурса металла за счет физического воздействия в полевых условиях, а также устранения (залечивания) дефектов без замены участков МТ – задача актуальная.

Наличие трещин, пор, расслоений, коррозии, возникающих как при изготовлении, так и при эксплуатации труб, – один из факторов, существенно снижающих долговечность, прочность и надежность элементов конструкций МТ.

Опасность микродефектов заключается в их способности переходить в критическую стадию сразу же после образования или быстро увеличиваться под нагрузкой.

Соответственно, эти нарушения представляют серьезную угрозу целостности и производительности машин и механических конструкций, включая МТ.

На сегодняшний день существует ряд способов обнаружения микродефектов, в том числе контроль проникающими веществами, ультразвуковая и рентгеновская технологии, магнитопорошковый и вихретоковый контроль. Кроме того, были разработаны и различные методы восстановления (залечивания). Выбор одного из них или их комбинации определяется в зависимости от многих факторов: характера, положения, ори-



**A.M. Shchipachev**, DSc in Engineering, Professor, Saint-Petersburg Mining University (Saint Petersburg, Russia), schipachev\_am@pers.spmi.ru

**M. Aljadly**, Saint-Petersburg Mining University, mohammedaljadly@gmail.com

### Modern methods of micro-defect healing in pipelines

The article addresses the current problem of restoring pipeline life by healing cracks, delamination, corrosion traces in the field without replacing the pipeline section. The choice of repair method or their combination depends on many factors, including the nature, position, orientation, and accessibility of defects; expected repair accuracy; availability and operability of tools; metal type; product thickness, and company's or technicians' experience. The article overviews the existing micro-defect healing methods for metals and particularly main pipelines. It also analyzes how micro-defects affect the strength of the facilities. The following conventional repair technologies are considered: electron-beam treatment, heat treatment, laser shock treatment, electromagnetic pulse methods.

The electromagnetic pulse treatment is described in more detail. The mechanism of this method lies in heating the repairable workpiece by high-energy eddy currents (Foucault currents) induced in it by a magnetic pulse unit. The working principle is based on converting electrical energy stored by storage capacitors into an electromagnetic field in the inductor's working area when discharging pulse storage capacitors. It is the inductor's electromagnetic field that generates eddy currents in the treated material.

The study concludes that the electromagnetic pulse method is prospective because of its local effect on metal and ability to heal micro-cracks and defects located both on pipe metal surfaces and in the subsurface zone.

**KEYWORDS:** HEALING, CRACK, REPAIR, RESTORING, MAGNETIC PULSE TREATMENT, PIPELINE.

ентации и доступности дефектов; ожидаемой точности ремонта; наличия и удобства использования тех или иных инструментов; типа металла и толщины изделия; имеющегося у специалистов (компании) опыта.

В представленной работе рассматриваются современные методы, наиболее часто используемые при залечивании микродефектов.

### ВЛИЯНИЕ МИКРОДЕФЕКТОВ НА ПРОЧНОСТЬ КОНСТРУКЦИЙ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

В связи с широким распространением микродефектов в магистральных нефте- и газопроводах анализ опасности этих нарушений целостности и устранение их последствий привлекли внимание многих исследовательских центров.

Так, в частности, в работе [2] проводились гидравлические испытания труб диаметром 1220 мм из стали марки 17Г1С, содержащих микродефекты (наибольший средний диаметр трещин – 10–15 мкм), в ступенчато-циклическом режиме. Он включал несколько блоков нагружения внутренним давлением до разрушения (изделия разрушились в месте расположения трещин на 8-й ступени при давлении

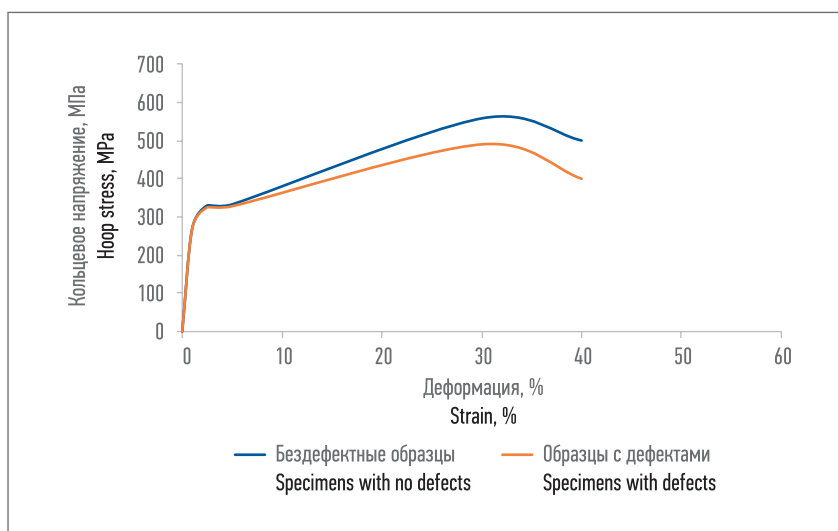


Рис. 1. Диаграммы зависимости кольцевых напряжений от деформаций испытанных образцов, изготовленных из стали марки 17Г1С [2]

Fig. 1. Stress-strain diagrams for tested 17G1S grade steel pipe specimens [2]

10,9 МПа). Исследования механических характеристик показали, что предел прочности в зоне дефектов снизился на 20 % по сравнению с бездефектной зоной той же трубы (рис. 1).

В работе [3] исследовалось влияние внутренних дефектов на прочность стенок (толщина – 16,6 мм) труб диаметром 1420 мм, вырезанных из линейной части магистрального газопровода «Ухта – Торжок – 2», содержащих рассло-

ения и микропоры. Гидравлические испытания проводились в ступенчато-циклическом режиме до разрушения. Полученные результаты показали, что дефектная зона деформировалась быстрее, чем бездефектные участки, и была подвержена уже упругопластическим деформациям при значениях кольцевых и продольных напряжений, составляющих 70 и 35 % от среднего фактического предела текучести стали соответственно.

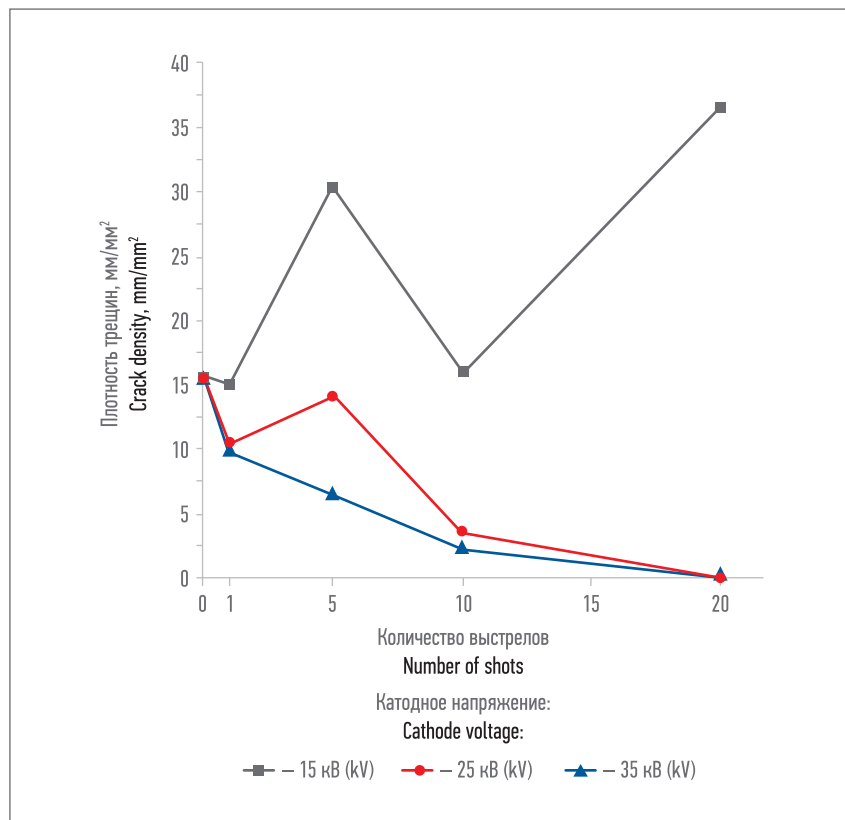


Рис. 2. Изменение плотности трещин в зависимости от катодного напряжения и количества выстрелов [5]  
Fig. 2. Change in crack density with cathode voltage and number of shots [5]

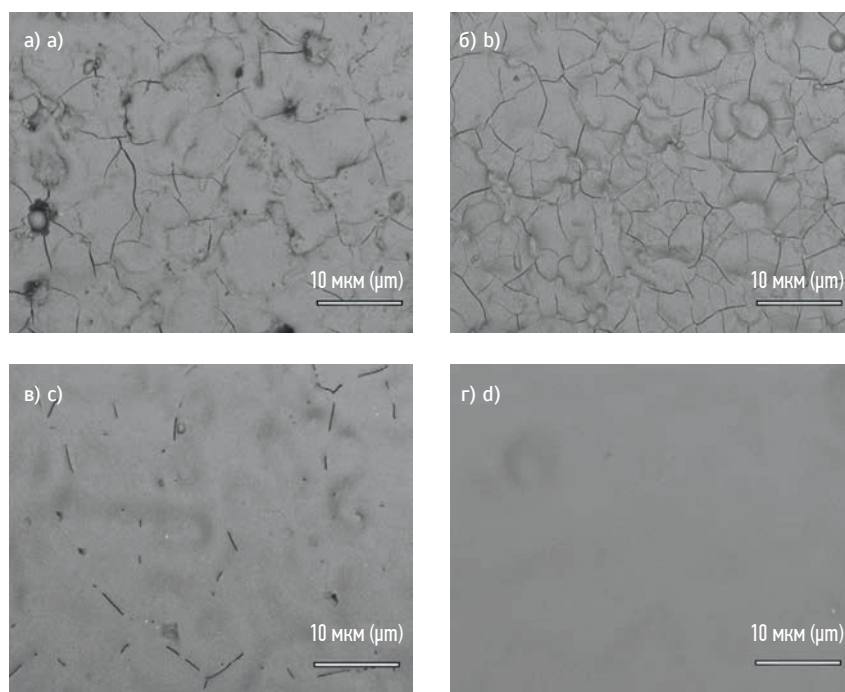


Рис. 3. Микроскопические изображения изменения плотности трещин при разных значениях катодных напряжений и количестве выстрелов: а) исходное состояние; б) 15 кВ, 20 выстрелов; в) 25 кВ, 10 выстрелов; г) 35 кВ, 20 выстрелов [5]  
Fig. 3. Microscopic image of crack density changes at various cathode voltages and numbers of shots: a) initial state; b) 15 kV, 20 shots; c) 25 kV, 10 shots; d) 35 kV, 20 shots [5]

Вышеприведенные исследования свидетельствуют об опасности данного вида дефектов, необходимости их устранения и недопущения перехода в критическую стадию.

### ПРИМЕНЯЕМЫЕ МЕТОДЫ РЕМОНТА МИКРОДЕФЕКТОВ В ТРУБОПРОВОДАХ

#### Залечивание микродефектов электронно-лучевой обработкой

Данный метод основан на взаимодействии обрабатываемой поверхности с электронным лучом, направленным на нее. При попадании на материал значительная часть кинетической энергии превращается в тепло в тонком приповерхностном слое. Это приводит к оплавлению и затвердеванию металла с высокими скоростями ( $10^3$ – $10^7$  °C/с). В результате число поверхностных трещин уменьшается, и в конечном итоге они устраняются [4].

Толщина слоя, в котором происходит выделение энергии, определяется по формуле:

$$h = 2,1 \cdot 10^{-12} \cdot (V/\rho), \quad (1)$$

где  $h$  – толщина слоя, см;  $V$  – ускоряющее напряжение, В;  $\rho$  – плотность материала, г/см<sup>3</sup>.

В работе [5] проводились исследования, в которых в качестве материала заготовки использовалась нержавеющая сталь марки AISI 310. В ходе испытаний металл подвергался облучению электронным пучком с различными катодными напряжениями (15, 25 и 35 кВ). Было установлено, что значение 15 кВ – минимально необходимое для заметного изменения поверхности образцов. Результаты исследования представлены на рис. 2.

Из рис. 2 видно, что плотность после 10 выстрелов при катодном напряжении 15 кВ увеличилась. Это объясняется выявлением ранее подповерхностных трещин в результате испарения материала на приповерхностной части.

При напряжениях 25 и 35 кВ плотность существенно уменьшается

после 10 выстрелов, а после 20 данный дефект удаётся полностью устранить.

Описанные изменения, наблюдавшиеся на поверхности испытанного образца, можно увидеть на рис. 3.

Исследования показали, что электронно-лучевая обработка улучшает прочностные свойства и коррозионную стойкость металла. Однако похоже, что процесс ограничивается трещинами микронных размеров. Недостаток этого метода заключается в малой глубине проникновения, т.е. он устраняет только поверхностные и приповерхностные трещины.

#### Залечивание микротрещин термической обработкой

Термическая обработка основана на принципе самовосстановления металла при высокой температуре. Залечивание трещин происходит по механизму атомной диффузии. Она активизируется при повышении температуры. В целях увеличения эффективности данного метода образцы подвергаются сжимающим напряжениям [6].

Необходимость поддержания высокой температуры металла, близкой к температуре рекристаллизации (для стали это 1000–1300 °С, выдержка 1 ч), затрудняет применение данного метода.

Последовательность процесса залечивания трещин во время обработки показана в статье [7]. Он состоит из следующих этапов:

- рекристаллизации на свободных стенках трещины;
- затягивания трещины;
- частичного соединения стенок трещины;
- прерывистого залечивания трещины;
- приобретения зернами на стенках трещины матричного характера.

#### ЗАЛЕЧИВАНИЕ МИКРОДЕФЕКТОВ ИМПУЛЬСНЫМИ МЕТОДАМИ

##### Залечивание микродефектов лазерными ударными волнами

При лазерной обработке на поверхность металла направляется луч мощного лазера. Плотность

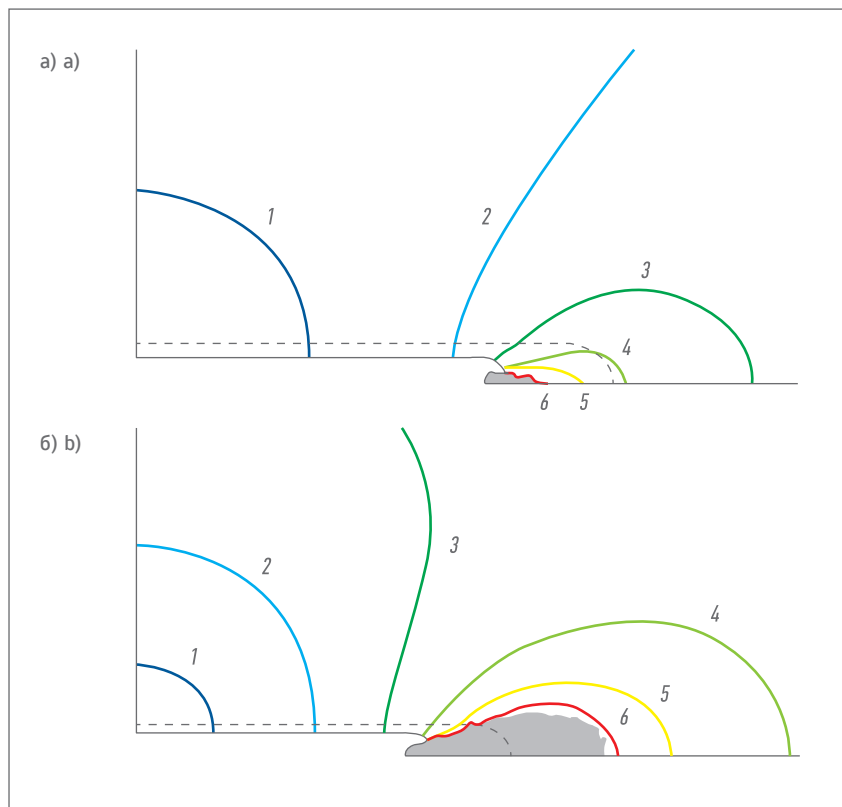


Рис. 4. Залечивание микротрещин высокоэнергетическим импульсным током в различные моменты времени ( $\tau$ ): а)  $\tau = 19,2$  мкс; б)  $\tau = 71,0$  мкс. Темно-серым цветом показана область плавления металла, черной пунктирной линией – первоначальная граница трещины, черной сплошной – граница трещины в момент времени  $\tau$ , цветными – изолинии температуры: 1 – 25 °С, 2 – 50 °С, 3 – 100 °С, 4 – 200 °С, 5 – 300 °С, 6 – 400 °С [14]

Fig. 4. Healing micro-cracks by high-energy pulse current: а) at time  $\tau = 19.2 \mu\text{s}$ ; б) at time  $\tau = 71.0 \mu\text{s}$ . The dark gray color indicates the metal melting area; the black dashed line – initial crack boundary; the black solid line – crack boundary at time  $\tau$ ; colored lines – temperature contour lines: 1 – 25 °C; 2 – 50 °C; 3 – 100 °C; 4 – 200 °C; 5 – 300 °C; 6 – 400 °C [14]

и время воздействия определяются в зависимости от механизма: нагрев или удар. Во втором случае требуется максимальная плотность энергии излучения ( $10^8$ – $10^{10}$  Вт/см<sup>2</sup>) при времени воздействия  $10^{-9}$ – $10^{-6}$  с [8].

При обработке с помощью лазерных ударных волн на поверхность изделия в целях предотвращения нагрева наносится непрозрачное для излучения покрытие с низкой температурой испарения: черная краска или металлическая фольга. Этот слой поглощает энергию и мгновенно испаряется. В результате образуется высокотемпературная плазма, ограниченная с одной стороны поверхностью изделия, а с другой – непрозрачным слоем [9]. Давление газа в этом

ограниченном объеме резко возрастает до значений более 2 ГПа и переходит в металл, создавая в нем ударную волну, которая распространяется как в среде, так и в конструкции. Как следствие, в металле возникают сжимающие напряжения, что приводит к пластическим деформациям микродефектных зон и уменьшению их размеров. При повторных воздействиях лазерного импульса этот процесс продолжается вплоть до полного «схлопывания» трещин [10].

Исследования проводились на стали марки AISI 304 [9] с использованием импульсного лазера, генерирующего выходную мощность 80–100 Дж/с с продолжительностью импульса около 20 нс.



Результаты показали улучшение прочностных характеристик образцов, увеличение предела упругости, текучести и прочности.

После обработки проводились испытания на ударную вязкость и исследования изломов. Последние имели ямочный характер и для обработанных, и для исходных образцов.

Следует отметить, что лазеры представляют повышенную опасность в связи с тем, что работники подвергаются вредному воздействию электромагнитных излучений. Это требует соблюдения санитарных норм и правил устройства и эксплуатации. Недостаток лазерного метода состоит в том, что нагрев и залечивание микротрещин и других дефектов происходят только в тонких приповерхностных слоях, а подповерхностные не залечиваются.

#### *Залечивание микродефектов высокоэнергетическим импульсным током*

Данный метод заключается в том, что материал подвергается воздействию короткоимпульсного высокоэнергетического тока определенной интенсивности посредством приложения к наружным границам образца разности потенциалов, вызывающей ток с вектором плотности, перпендикулярным плоскости дефектов. Известно, что линии тока выбирают тот путь, где сопротивление минимально. Соответственно, плотность тока значительно возрастает в окрестности микротрещин, что вызывает быстрый неоднородный локальный нагрев [11], плавление вершин и торможение дальнейшего развития этого вида дефектов.

Неоднородный нагрев сопровождается большими сжимающими напряжениями, работающими над сближением берегов трещин и пор (вплоть до полного исчезновения некоторых из них) [12, 13]. В конечном итоге происходит восстановление сплошности структуры материала, снижение объемного содержания микро-

дефектов и улучшение прочностных свойств металла.

В работе [14] проводились испытания с использованием образцов титанового сплава ТС4, которые подвергались импульсному току плотностью 8,95 кА/мм<sup>2</sup>. Длительность воздействия составила 50–90 мкс. Рисунок 4 показывает границы залечившейся микротрещины и температурный градиент в ее окрестности в различные моменты времени [14].

Если ввести параметр залечиваемости ( $\kappa = \kappa(t)$ ) и определить его как отношение изменения объема микротрещины в процессе воздействия на материал электромагнитным полем к первоначальному объему микротрещин, то будет получена формула:

$$\kappa(t) = 1 - \frac{V(t)}{V(0)}, \quad (2)$$

где  $V(0)$  – начальный объем микротрещин, мм<sup>3</sup>;  $V(t)$  – объем микротрещин в процессе воздействия на материал высокоэнергетическим импульсным током, мм<sup>3</sup>;  $t$  – время воздействия высокоэнергетического импульсного тока на образец, мкс.

Исследования показали, что ключевой фактор, влияющий на скорость процесса залечивания, – начальная поврежденность материала  $V(0)$ . В то время как форма дефектов и их взаимное расположение друг относительно друга не играют заметной роли.

Важное достоинство описанного метода – способность залечивания как поверхностных, так и глубоких трещин. Однако применение высокоэнергетического импульсного тока для обработки трубопроводов требует зачистки их поверхности от защитного покрытия, что приводит к увеличению трудоемкости и временных затрат.

#### **ЗАЛЕЧИВАНИЕ МИКРОТРЕЩИН МАГНИТНО-ИМПУЛЬСНОЙ ОБРАБОТКОЙ**

Механизм данного метода заключается в том, что с помощью магнитно-импульсной установки

(МИУ) в обрабатываемой заготовке наводятся высокоэнергетические вихревые токи (токи Фуко), нагревающие ее.

Известно, что электрический ток протекает по тому пути, где сопротивление минимально. Поэтому вблизи вершины трещины наблюдается локальное увеличение плотности тока и, как следствие, температуры ( $T$ ). Под действием нагрева материал в этой зоне оплавляется и дальнейшее распространение дефекта прекращается [15].

В основе принципа действия МИУ [16] лежит метод преобразования электрической энергии, запасаемой конденсаторами-накопителями энергии (КНЭ), в электромагнитное поле, возникающее в рабочей зоне индуктора при разряде импульсных КНЭ. Электромагнитное поле индуктора наводит в обрабатываемом материале вихревые токи.

Магнитно-импульсная установка состоит из трех основных частей: зарядного устройства, накопителя энергии и индуктора. Накопитель энергии содержит ряд импульсных конденсаторов. Заряд КНЭ производится от общего зарядного блока, включающего в себя высоковольтный трансформатор и выпрямитель. Запасаемая энергия в конденсаторах мгновенно разряжается в кондукторе с помощью встроенных вакуумных или газовых разрядников.

Энергия ( $W$ , кДж), запасенная в батарее конденсаторов, определяется по формуле:

$$W = \frac{CU^2}{2}, \quad (3)$$

где  $C$  – емкость накопителя энергии, мкФ;  $U$  – напряженность заряда, кВ.

Амплитуды импульсного тока варьируются от 50 до 500 кА, а его длительность не превышает 0,001 с в зависимости от уровня запасаемой энергии и параметров рабочего индуктора.

Рабочий инструмент представлен индуктором, роль которого состоит в генерировании электромагнитных сил в обрабатываемой

электропроводящей заготовке путем возбуждения в ней вихревых токов. Различаются разные виды и типы этих устройств. Их можно разделить на разные группы: по виду выполняемых операций (на раздачу, на обжим, для обработки плоских деталей); по принципу работы (непосредственное воздействие, через промежуточные среды); по конструктивному исполнению (спиральные, с концентратами магнитного поля, одновитковые, одновитковые с согласующим устройством, многovitковые, с охлаждением и без него, коаксиальные, петлевые и т.д.). В основном для заливки трещин используются плоские индукторы. Они состоят из токоведущей спирали (спирали Архимеда), электрической изоляции, выводов и элементов механического усиления.

Работоспособность и долговечность индуктора значительно зависят от его изоляции. Она должна

обладать высокой механической и электрической прочностью, быть достаточно термостойкой и теплопроводящей. В настоящее время наилучшие материалы для индукторной изоляции эластичные заливочные или просто эластичные. К ним относятся полиуретановый каучук, резины и т.п.

После определения зон трещин начинается этап залечивания. Индуктор помещается на металл, обращенный к устройству зоной дефектов. Мощность МИУ зависит от плотности и глубины трещин.

Коэффициент преобразования энергии ( $\eta_{\text{п}}$ ) выражается следующей формулой:

$$\eta_{\text{п}} = \eta_{\text{м}} \eta_{\text{а}} = \frac{L_{\text{и}}}{L_0 - L_{\text{и}}}, \quad (4)$$

где  $\eta_{\text{м}}$  – коэффициент, характеризующий передачу магнитной энергии в систему индуктора, безразмерная величина;  $\eta_{\text{а}}$  – коэффициент, соответствующий потерям энергии в активном сопротивлении раз-

рядного контура, безразмерная величина;  $L_0$ ,  $L_{\text{и}}$  – индуктивность разрядного контура и индуктора соответственно, Гн.

Материал индуктора должен обладать высокими электропроводностью, механической прочностью и коэффициентом передачи энергии. Однако материал, характеризующийся совокупностью вышеприведенных характеристик, найти трудно, т.к. хорошие проводники имеют невысокие механические свойства, и наоборот. Чтобы решить эту проблему, чаще всего изготавливают индукторы из бериллиевой бронзы, отличающейся хорошей электропроводностью и удовлетворительными механическими характеристиками [17].

Основные преимущества МИУ – возможность ее использования в полевых условиях благодаря относительно небольшим размерам и высокой производительности (до 3500 операций в час), выполнения технических

# КОРРОЗИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ CORROSION OIL&GAS 2021 II МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

15–17 сентября 2021 г.

Санкт-Петербург

**Выставка и поддержка:**  
по вопросам выставки  
и спонсорской поддержки  
обращаться к менеджеру  
конференции

**Менеджер проекта:**  
Дарина Посошина,  
ООО «Мономакс».  
Тел.: +7 921 554 7044  
E-mail: corrosionrussia@onlinereg.ru



операций в труднодоступных местах (подключив индуктор к гибкому шинопроводу), обработки нефтегазопроводов с защитным слоем изоляции без необходимости снятия последней, что сокращает трудоемкость и временные затраты, а также низкие эксплуатационные расходы при применении данного метода, где единственные расходные детали – индуктор и конден-

саторы, которые могут служить очень долгое время без замены.

### ВЫВОДЫ

Распространение микродефектов в металлах в целом и в МТ в частности приводит к ухудшению механических свойств, снижению работоспособности и срока службы изделий. В статье приведен обзор методов залечивания

и прекращения развития микродефектов, рассмотрены принципы действия различных технологий и пределы применения. Показано, что наиболее эффективны МИУ, поскольку имеются большие перспективы использования этого метода в обработке металлов для повышения их работоспособности с учетом всех преимуществ и недостатков. ■

### ЛИТЕРАТУРА

1. Бахтизин Р.Н., Зарипов Р.М., Коробков Г.Е., Масалимов Р.Б. Оценка влияния внутреннего давления, вызывающего дополнительный изгиб трубопровода // Записки горного института. 2020. Т. 242. С. 160–168. DOI: 10.31897/PMI.2020.2.160.
2. Кершенбаум В.Я., Гумеров К.М., Ямуров Н.Р., Кирос В.И. Гидроиспытание труб с дефектами типа «расслоение металла» // Надежность и сертификация оборудования для нефти и газа. 2000. № 4. С. 37–39.
3. Колотовский А.Н., Яковлев А.Я., Бирилло И.Н., Теплинский Ю.А. Работоспособность трубопроводов высокого давления при наличии внутренних расслоений металла. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2009.
4. Аброян И.А., Андронов А.Н., Титов А.И. Физические основы электронной и ионной технологии: учеб. пособие. М., 1984.
5. Murray J.W., Clare A.T. Repair of EDM induced surface cracks by pulsed electron beam irradiation // J. Mater. Process. Technol. 2012. Vol. 212. No. 12. P. 2642–2651. DOI: 10.1016/j.jmatprotec.2012.07.018.
6. Yuan C.L., Zhong Y.X. Self-healing mechanism of inner crack in plastic deformation under high temperature // J. Plast. Eng. 2006. Vol. 13. P. 53–57. (На китайском)
7. Gao H., Ai Z., Yu H., et al. Analysis of internal crack healing mechanism under rolling deformation // PLoS ONE. 2014. Vol. 9. No. 7. Article ID: e101907. DOI: 10.1371/journal.pone.0101907.
8. Григорьянц А.Г. Основы лазерной обработки материалов. М.: Машиностроение, 1989.
9. Lu J.Z., Zhong J.S., Luo K.Y., et al. Strain rate correspondence of fracture surface features and tensile properties in AISI304 stainless steel under different LSP impact time // Surf. Coat. Technol. 2013. Vol. 221. P. 88–93. DOI: 10.1016/j.surfcoat.2013.01.031.
10. Бровер А.В. Комплекс механизмов упрочнения металлических материалов при импульсной лазерной обработке // Перспективные материалы. 2008. № 1. С. 63–69.
11. Бааке Э., Шпенст В.А. Последние научные исследования в сфере электротермической металлургической обработки // Записки Горного института. 2019. Т. 240. С. 660–668. DOI: 10.31897/PMI.2019.6.660.
12. Финкель В.М., Головин Ю.И., Слетков А.А. О возможности торможения быстрых трещин импульсами тока // Доклады АН СССР. 1976. Т. 227. № 4. С. 848–851.
13. Finkel' V.M., Ivanov V.M., Golovin Yu.I. Crack healing in metals by crossed electric and magnetic fields // Strength Mater. 1983. Vol. 15. No. 4. P. 501–506. DOI: 10.1007/BF01522429.
14. Kukudzhyanov K.V., Levitin A.L. Modeling the healing of microcracks in metal stimulated by a pulsed high-energy electromagnetic field. Part I // Nanoscience and Technology: An International Journal. 2015. Vol. 6. No. 3. P. 233–250. DOI: 10.1615/NanomechanicsSciTechnolIntJ.v6.i3.60.
15. Прокофьев А.Б., Беляева И.А., Глушченков В.А. и др. Магнитно-импульсная обработка материалов (МИОМ). Самара: Изд-во Самарского научного центра, 2019.
16. Батыгин Ю.В., Лавинский В.И. Магнитно-импульсная обработка тонкостенных металлов. Харьков: МОСТ-Торнадо, 2002.
17. Патент № 1651428 СССР, МПК B21D 28/14. Устройство для магнитно-импульсной обработки полых заготовок: № 4766737/27: заявл. 08.12.1989 г.: опубл. 27.05.2000 г. / Самохвалов В.Н., Юсупов Р.Ю., Самохвалов В.П., Мышкин С.В.; заявитель Куйбышевский авиационный институт им. акад. С.П. Королева.

### REFERENCES

- (1) Baktizin RN, Zaripov RM, Korobkov GE, Masalimov RB. Assessment of internal pressure effect, causing additional bending of the pipeline. *Journal of Mining Institute* [Zapiski gornogo instituta]. 2020; 242: 160–168. (In Russian)
- (2) Kershenbaum VYa, Gumerov KM, Yamurov NR, Kirnos VI. Hydro-testing of pipes with metal-delamination type defects. *Reliability and Certification of Oil and Gas Equipment* [Nadezhnost' i sertifikatsiya oborudovaniya dlya nefi i gaza]. 2000; (4): 37–39. (In Russian)
- (3) Kolotovskiy AN, Yakovlev AY, Birillo IN, Teplinskiy YuA. *Operability of High-Pressure Pipelines with Internal Metal Delamination*. Moscow: CentrLitNefteGaz; 2009. (In Russian)
- (4) Abroyan IA, Andronov AN, Titov AI. *Physical Fundamentals of Electron and Ion Technology*. Moscow; 1984. (In Russian)
- (5) Murray JW, Clare AT. Repair of EDM induced surface cracks by pulsed electron beam irradiation. *J. Mater. Process. Technol.* 2012; 212(12): 2642–2651.
- (6) Yuan CL, Zhong YX. Self-healing mechanism of inner crack in plastic deformation under high temperature. *J. Plas. Eng.* 2006; 13: 53–57. (In Chinese)
- (7) Gao H, Ai Z, Yu H, Wu H, Liu X. Analysis of internal crack healing mechanism under rolling deformation. *PLoS One.* 2014; 9(7): article ID: e101907.
- (8) Grigoryants AG. *Fundamentals of Laser Treatment of Materials*. Moscow: Mechanical Engineering [Mashinostroyeniye]; 1989. (In Russian)
- (9) Lu JZ, Zhong JS, Luo KY, Zhang L, Qi H, Luo M, et al. Strain rate correspondence of fracture surface features and tensile properties in AISI304 stainless steel under different LSP impact time. *Surf. Coat. Technol.* 2013; 221: 88–93.
- (10) Brover AV. Combination of metal material strengthening mechanisms in pulsed laser treatment. *Prospective Materials* [Perspektivnyye materialy]. 2008; (1): 63–49. (In Russian)
- (11) Baake E, Shpenst VA. Recent scientific research on electrothermal metallurgical processes. *Journal of Mining Institute.* 2019; 240: 660–668. (In Russian)
- (12) Finkel' VM, Golovin Yul, Sletkov AA. On the possibility to stop quick cracks by current pulses. *Doklady of the Academy of Sciences of the USSR* [Doklady AN SSSR]. 1976; 227(4): 848–851. (In Russian)
- (13) Finkel' VM, Ivanov VM, Golovin Yul. Crack healing in metals by crossed electric and magnetic fields. *Strength Mater.* 1983; 15(4): 501–506.
- (14) Kukudzhyanov KV, Levitin AL. Modeling the healing of microcracks in metal stimulated by a pulsed high-energy electromagnetic field. Part I. *Nanoscience and Technology: An International Journal.* 2015; 6(3): 233–250.
- (15) Prokof'yev AB, Belyayeva IA, Glushchenkov VA, Karpukhin VF, Chernikov DG, Yusupov RYu. *Electromagnetic Pulse Treatment*. Samara, Russia: Samara Scientific Center Publishing [Izdatel'stvo Samarskogo nauchnogo tsentra]; 2019. (In Russian)
- (16) Batygin YuV, Lavinskiy VI. *Magnetic Pulse Treatment of Thin-Walled Metals*. Kharkiv, Ukraine: MOST-Tornado; 2002. (In Russian)
- (17) Samokhvalov VN, Jusupov RJu, Samokhvalov VP, Myshkin SV. *Device for magnetic-pulse processing of empty preparations*. SU1651428 (Patent) 1989. (In Russian)



## ПРОИЗВОДИТЕЛИ ТРУБНОЙ ПРОДУКЦИИ ОБОСНОВЫВАЮТ ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТРУБ ДЛИНОЙ 18 М ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ



О.Н. Сычев, менеджер по техническим продажам дирекции по работе с энергетическими компаниями АО «Северсталь Менеджмент»

Трубы большого диаметра отечественного производства выпускаются немерной длиной до 12 м, что обусловлено широким использованием в перевозках полувагонов с конструкцией кузова 1970–80-х гг., например модели 12–1592 длиной 12,7 м. В наше время разработаны новые конструкции вагонов, снимающие ограничение по длине труб и открывающие возможность получения ранее недоступных преимуществ от увеличенной длины.

Выполнением технико-экономического анализа (ТЭА) и обоснованием экономической целесообразности использования труб длиной 18 м для строительства магистральных газопроводов (МГ) занялись специалисты проектного института «Газпром проектирование» при участии компании «Северсталь». Объектом ТЭА был выбран МГ «Харасавэйское ГКМ – КС «Бованенковская» со следующими характеристиками: протяженность около 105 км, DN 1420, давление 11,8 МПа, толщина стенки 27,7 мм, класс прочности стали K65, прокладка подземная. Вариативность технических решений для целей ТЭА предусматривала использование труб длиной 12 и 18 м.

Сравнение стоимостных характеристик газопровода по варианту 1 (с трубами 12 м) и по варианту 2 (с трубами 18 м) показало снижение капитальных вложений по варианту 2 на 495,7 млн руб.,

что в относительном выражении составляет 0,8 %, транспортного тарифа – на 2,3 руб./тыс. м<sup>3</sup> на 100 км, эксплуатационных расходов за весь расчетный период и среднегодовых – на 689,6 млн и на 27,6 млн руб. соответственно, или на 1 % в относительном выражении (табл.).

Очевидно, что при использовании труб большей длины уменьшаются и технологические риски, связанные с возможными авариями из-за некачественно выполненных сварных швов в силу их меньшего количества, но оценка экономического эффекта снижения таких технологических рисков затруднительна.

**ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТРУБ БОЛЬШЕЙ ДЛИНЫ УМЕНЬШАЮТСЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ, СВЯЗАННЫЕ С ВОЗМОЖНЫМИ АВАРИЯМИ ИЗ-ЗА НЕКАЧЕСТВЕННО ВЫПОЛНЕННЫХ СВАРНЫХ ШВОВ В СИЛУ ИХ МЕНЬШЕГО КОЛИЧЕСТВА, НО ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА СНИЖЕНИЯ ТАКИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ЗАТРУДНИТЕЛЬНА.**

На основании проведенного ТЭА специалистами сделан вывод об экономической эффективности применения труб длиной 18 м в рамках проекта «Обустройство сеноман-аптских залежей Харасавэйского ГКМ. Газопровод подключения Харасавэйского ГКМ». Однако следует отметить, что результаты любого ТЭА строительства МГ зависят от ценовой базы, а также транспортной схемы доставки труб и соотношения объема сварочных работ как на трубосварочной базе, так и в полевых условиях. Таким образом, при принятии решения о применении труб большей длины на новых проектах рекомендуется производить собственный анализ. ■

Сравнение технико-экономических показателей

Наименование показателя	Вариант 1	Вариант 2
Капитальные вложения с НДС в ценах на 01.01.2019 г. (с учетом затрат за итогом сводного сметного расчета), млн руб.	64 165,8	63 670,1
Тариф на транспорт газа, руб./тыс. м <sup>3</sup> на 100 км	294,5	292,2
Эксплуатационные расходы в ценах на 01.01.2019 г., млн руб.:		
– всего за период	92 487,4	91 797,8
– среднегодовой уровень	3699,5	3671,9

# РАСЧЕТ ЗОН РАДИОПОКРЫТИЯ БАЗОВЫХ СТАНЦИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СЕТИ ПОДВИЖНОЙ РАДИОСВЯЗИ

УДК 621.396.9

**М.А. Смычѣк**, к.т.н., доцент, Нижегородский филиал ООО «Газпром проектирование» (Нижний Новгород, Россия), m-smychek@mail.ru

**В.Р. Милов**, д.т.н., проф., ФГБОУ ВО «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева» (Нижний Новгород, Россия), vladimir.milov@gmail.com

**О.В. Писарев**, к.ф.-м.н., Нижегородский филиал ООО «Газпром проектирование», pisarev@ggc.nnov.ru

**Н.В. Новиков**, к.т.н., Нижегородский филиал ООО «Газпром проектирование», novikov@ggc.nnov.ru

Развивается предложенный ранее подход к комплексной методике системно-сетевых расчетов технологических сетей подвижной радиосвязи, включающий оценку необходимого числа базовых станций, выбор их местоположения, а также определение параметров и конфигурации оборудования. Выбор технических решений по структуре построения сети подвижной радиосвязи на проектируемых и реконструируемых участках трубопроводного транспорта основан на прогнозировании (расчете) зон радиопокрытия базовых станций. Как показала практика, для повышения точности прогнозирования необходимо совершенствование предложенных ранее и используемых расчетных модулей и алгоритмов. В настоящей работе представлено программное обеспечение, разработанное на языке программирования C# с использованием интегрированной среды разработки приложений Visual Studio Professional, дающее возможность проводить расчеты на основе цифровой модели местности и отображать результаты на топографических картах и планах площадок. Данный подход позволяет значительно сократить время на выполнение проектных работ, а также повысить точность прогнозируемых зон радиопокрытия.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ПОДВИЖНАЯ РАДИОСВЯЗЬ, БАЗОВАЯ СТАНЦИЯ, РАСЧЕТ ЗОН РАДИОПОКРЫТИЯ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СЕТЬ СВЯЗИ, СИСТЕМНО-СЕТЕВОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ.

Проектирование подвижной радиосвязи для нефтегазового комплекса, и в частности для обеспечения связью территории коридоров трубопроводов, имеет свою специфику и требует значительного временного ресурса для получения оптимальных результатов как с технической, так и с экономической точек зрения. Настоящая работа продолжает серию статей [1–7], посвященных проектированию технологических сетей подвижной радиосвязи, основанному на комплексной методике системно-сетевых расчетов.

Разработанное программное обеспечение (ПО) для расчетов зон обслуживания базовых станций (БС) подвижной радиосвязи с использованием цифровой модели мест-

ности хорошо зарекомендовало себя в реальных условиях. В процессе выполнения проектных работ был определен круг актуальных вопросов и направлений дальнейшего совершенствования математического и алгоритмического обеспечения. При проектировании технологических сетей подвижной радиосвязи одним из основных этапов является системно-сетевое планирование, включающее выбор структурных решений, а также определение параметров и конфигурации оборудования. Расчеты, проводимые на этой стадии проектирования, основываются на оценке качества прогнозируемых (расчитываемых) зон радиопокрытия БС. Вопросы системно- сетевого планирования сетей подвижной

радиосвязи рассмотрены в работах [7–9], а фундаментальные положения распространения радиоволн изложены в публикациях [10, 11].

В инженерной практике создания сетей подвижной радиосвязи проектировщики сталкиваются с рядом проблем, возникающих в процессе проведения расчетов с использованием геоинформационных систем (ГИС) MapInfo, «Нева» и др. и встроенных в них языков программирования. Сложности связаны с тем, что используемые ГИС направлены на решение общих задач и не содержат вычислительных инструментов для решения специализированных прикладных задач. Это приводит к необходимости доработки математического аппарата, перевода формул в про-

**M.A. Smychek**, PhD in Engineering, Associate Professor, Nizhny Novgorod branch of Gazprom proektirovaniye LLC (Nizhny Novgorod, Russia), m-smychek@mail.ru

**V.R. Milov**, DSc in Engineering, Professor, Nizhny Novgorod State Technical University named after R.E. Alekseev (Nizhny Novgorod, Russia), vladimir.milov@gmail.com

**O.V. Pisarev**, PhD in Physics and Mathematics, Nizhny Novgorod branch of Gazprom proektirovaniye LLC, pisarev@ggc.nnov.ru

**N.V. Novikov**, PhD in Engineering, Nizhny Novgorod branch of Gazprom proektirovaniye LLC, novikov@ggc.nnov.ru

### Radio coverage areas computation for base stations under technological network design of mobile radio communication

The previously elaborated approach to the complex technique for system-network calculations of the mobile radio communication technological networks is being developed, which includes the required number of base stations estimation, their location selection and the determination of equipment parameters and configuration. Technical solutions selection for the structure of mobile radio communication network formation at the designed and reconstructed pipeline transport sections is based on forecasting (calculating) radio coverage areas of base stations. Practice has shown, that to improve forecasting accuracy the improvement of previously proposed and used calculation modules and algorithms is necessary. In this paper the software application designed in C# programming language using the integrated application development framework Visual Studio Professional is presented, which allows to carry out calculations based on a digital surface model and plot the results on topographic maps and site plans. This approach can significantly reduce the performance time for design work, as well as to improve the accuracy of predicted radio coverage areas.

**KEYWORDS:** MOBILE RADIO COMMUNICATION, BASE STATION, RADIO COVERAGE AREAS CALCULATION, COMMUNICATION TECHNOLOGICAL NETWORK, SYSTEM-NETWORK PLANNING.

граммный код и преобразования форматов данных, а следовательно, к значительному усложнению алгоритмического обеспечения и увеличению вычислительной сложности.

В статье представлен новый подход к расчетам зон радиопокрытия БС подвижной радиосвязи без использования ГИС. Для этого был разработан соответствующий математический и алгоритмический аппарат. Расчет зон радиопокрытия и уровней напряженности поля выполняется по подготовленной цифровой модели местности без дополнительной конвертации в ГИС для выбранной расчетной модели и для каждой БС, а также для возимых, носимых или стационарных абонентских радиостанций (АР). Объединение зон радиопокрытия нескольких БС осуществляется с использованием разработанного алгоритма. Результаты расчета отображаются на топографических картах в растровом формате tiff или при необходимости на планах площадок и линейных чертежах

в формате dxf. Отображение зон осуществляется с использованием палитры цветов для заданных уровней надежности радиопокрытия. Количество уровней и цвета палитры задаются пользователем. Эффективность расчетов подтверждается практикой успешной эксплуатации построенных сетей подвижной радиосвязи, проектирование которых выполнялось с использованием разработанного ПО.

#### АЛГОРИТМИЧЕСКОЕ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Разработанное ПО позволяет максимально упростить процесс расчета зон радиопокрытия БС и выбора мест размещения антенных опор и высот подвеса антенн.

Программное обеспечение имеет модульную структуру и включает следующие модули:

- ввод исходных данных;
- модуль расчетной модели;
- формирование цифровой модели местности;
- объединение зон радиопокрытия нескольких БС;

– формирование профиля прямой видимости;

– географическая привязка для топографических карт в растровом формате tiff;

– преобразование расчетных значений в форматы png и dxf.

Структурная схема ПО приведена на рис. 1. Каждый модуль выполнен в виде самостоятельной программы. Все модули собраны в единую программу с помощью файла проекта.

Ввод исходных данных осуществляется с использованием диалоговых окон и включает задание:

- параметров расчета;
- технических характеристик передатчиков и приемников БС;
- технических характеристик передатчиков и приемников АР;
- рельефа местности.

В модуле расчетной модели используется методика прогноза зон радиопокрытия на основе статистической модели напряженности поля сигнала [12, 13]. Разработанное ПО позволяет учитывать реальный рельеф местности и его влияние на характеристики качества связи.



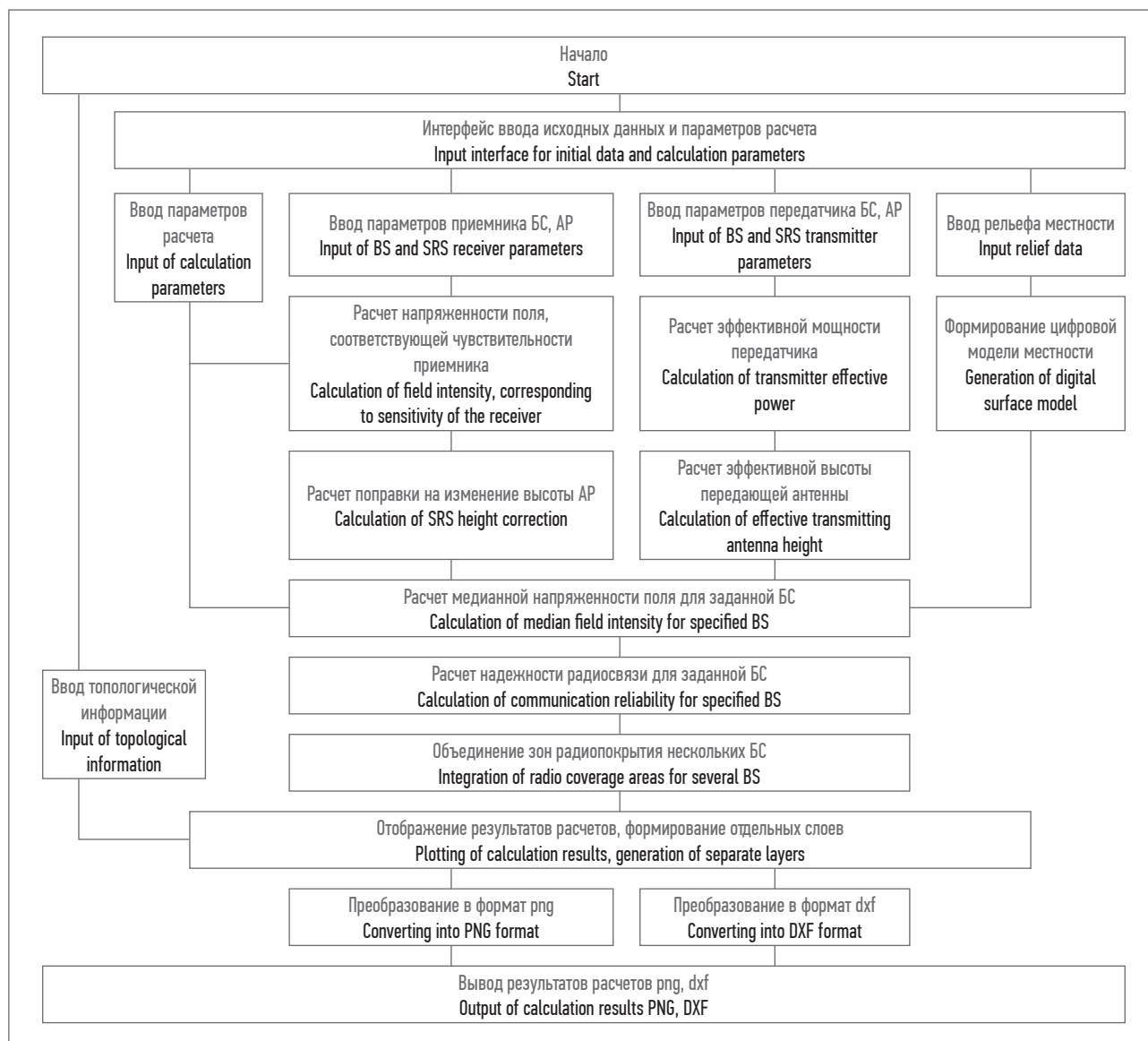


Рис. 1. Структурная схема ПО  
Fig. 1. Structural scheme of the software (SRS – subscriber radio station, BS – base station)

На основе параметров расчета, технических характеристик БС и АР осуществляются оценка напряженности поля, соответствующей чувствительности приемника, и расчет поправки на изменение высоты АР, которые впоследствии используются для вычисления эффективной высоты передающей антенны. Значение напряженности поля сигнала в соответствии с международными рекомендациями ITU-R определяется «кривыми распространения» [14, 15], а далее используются результаты вычислений эффективной мощности передатчика и цифровая модель

местности. По результатам расчетов медианной напряженности поля для заданной БС и поправки на изменение высоты АР осуществляется оценка надежности радиосвязи. Объединение зон радиопокрытия нескольких БС выполняется с использованием алгоритма комбинирования зон радиопокрытия. Отображение результатов расчета производится путем преобразования выходных данных в формат png или dxf с использованием топологической информации и величины медианной напряженности поля для заданной БС. Выходные данные в форматах png и dxf использу-

ются для оформления проектной документации на топографических картах и на планах площадок и линейных схемах соответственно. Кроме того, в программе предусмотрена возможность отображения профиля прямой видимости между соседними БС, а также между БС и стационарной АР, размещаемой на технологических объектах.

Функциональная схема расчетов зон радиопокрытия представлена на рис. 2. Для выполнения расчета нужно ввести исходные данные в диалоговых окнах и выбрать БС, которые необходимо объединить. Все вычислительные опера-

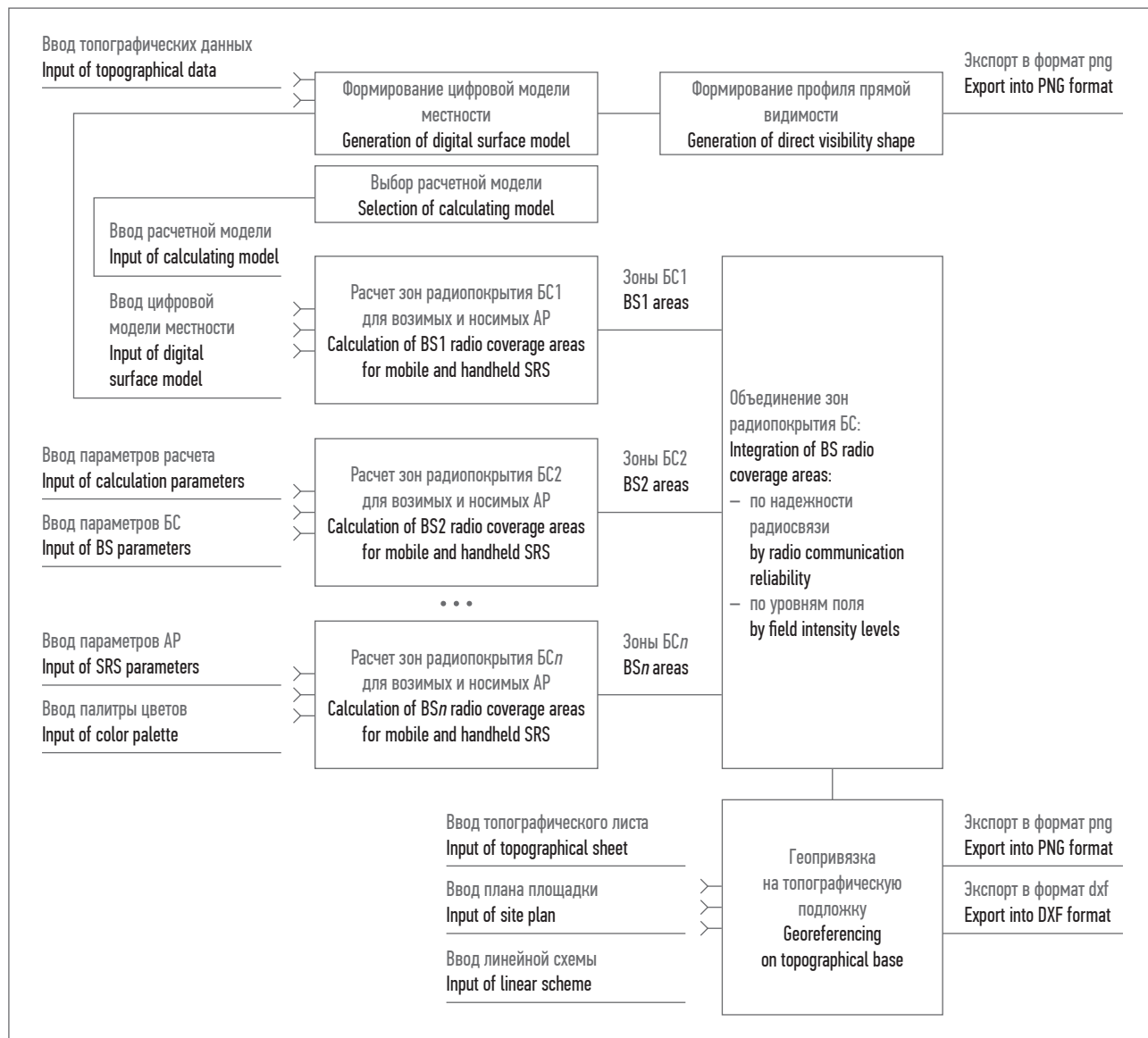


Рис. 2. Функциональная схема расчетов зон радиопокрытия  
Fig. 2. Functional scheme of radio coverage areas computation

ции автоматизированы «внутри» ПО с использованием разработанного математического и алгоритмического обеспечения.

- В пакет ПО входят алгоритмы:
- формирования цифровой модели местности;
  - интерполяции высотных отметок;
  - преобразования системы координат;
  - комбинирования зон радиопокрытия нескольких БС для полученных значений надежности радиосвязи;
  - сохранения (экспорта) результатов расчетов зон радиопокрытия

нескольких БС на карте в растровом формате tiff и в файле формата dxf.

Для примера на рис. 3 приведен алгоритм комбинирования зон радиопокрытия нескольких БС для полученных значений надежности радиосвязи.

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗОН РАДИОПОКРЫТИЯ

Определение зон радиопокрытия основано на вычислении надежности радиосвязи для каждой из точек (в пределах заданного расстояния) всех азимутальных направлений, указанных в параметрах расчета. В результате надежность

радиосвязи представляет собой функцию полярных координат, связанных с БС. При этом зона радиопокрытия является объединением элементарных локальных областей, для которых рассчитанная надежность радиосвязи превышает требуемую величину.

В общем случае надежность радиосвязи – это вероятность обеспечения связи с заданными параметрами качества обслуживания. То есть для ее определения следует оценить вероятность того, что уровень полезного сигнала на входе приемника АР будет превышать минимальный уровень

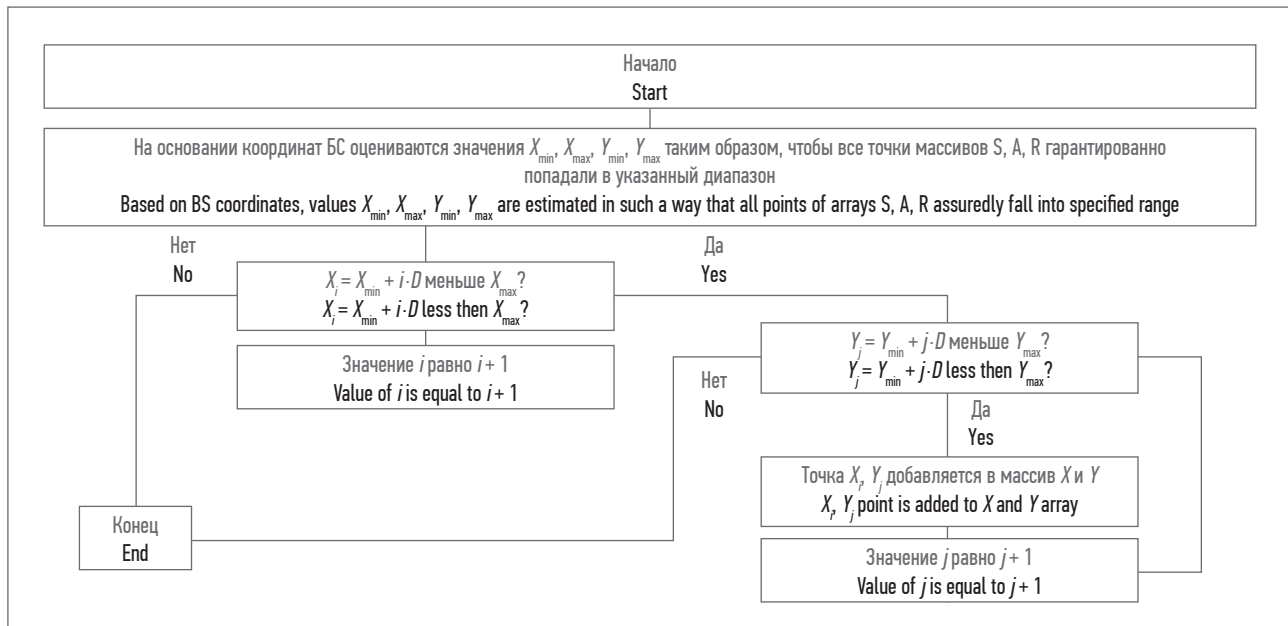


Рис. 3. Алгоритм комбинирования зон радиопокрытия нескольких БС для достижения заданных значений надежности радиосвязи  
Fig. 3. Algorithm for combining radio coverage areas of several BSs to achieve the specified values of radio communication reliability

сигнала, необходимый для обеспечения требуемого качества связи (например, разборчивости речи). Формирование зоны радиопокрытия основано на указании требуемого значения надежности радиосвязи. Определение надежности радиосвязи в произвольных точках поверхности, не относящихся к расчетным, выполняется с помощью интерполяции.

Функция билинейной интерполяции, применяемая для определения искомых значений в произвольных точках, отличающихся от расчетных, имеет следующий вид:

$$f_i(x, y) = \frac{(x_2 - x)(y_2 - y)}{(x_2 - x_1)(y_2 - y_1)} f(x_1, y_1) + \frac{(x_2 - x)(y - y_1)}{(x_2 - x_1)(y_2 - y_1)} f(x_1, y_2) + \frac{(x - x_1)(y_2 - y)}{(x_2 - x_1)(y_2 - y_1)} f(x_2, y_1) + \frac{(x - x_1)(y - y_1)}{(x_2 - x_1)(y_2 - y_1)} f(x_2, y_2), \quad (1)$$

где  $f(x_i, y_j)$ ,  $i = 1, 2; j = 1, 2$  – значения интерполируемой функции в четырех соседних точках, положение которых  $(x_i, y_j)$  задано в местной декартовой системе координат.

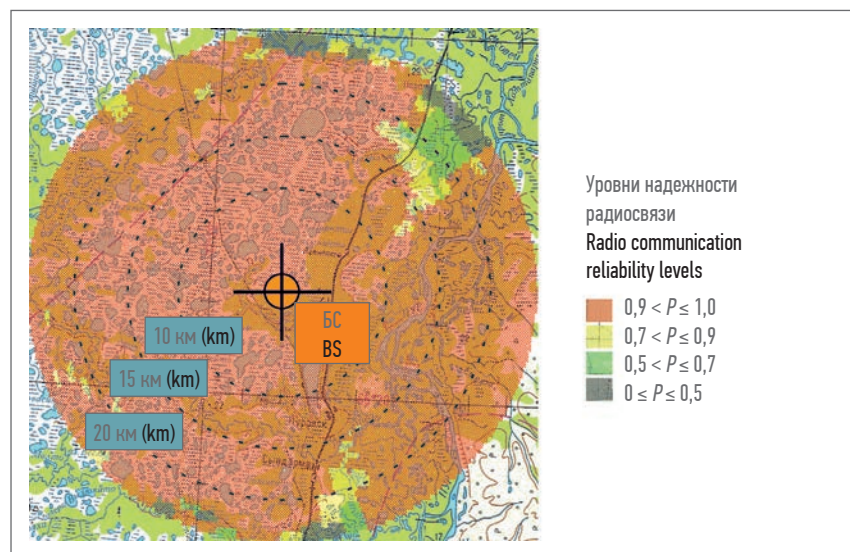


Рис. 4. Пример расчета зон радиопокрытия БС в формате png  
Fig. 4. Example calculation of BS radio coverage areas in PNG format

Комбинирование зон радиопокрытия нескольких базовых станций осуществляется на основе определения максимального значения уровня сигнала в точке приема от нескольких БС:

$$d_{ALL}(\lambda, \varphi) = \max_{n=1, N} d_n(\lambda, \varphi), \quad (2)$$

где  $d_n(\lambda, \varphi)$  – уровень сигнала в точке с географическими координатами  $(\lambda, \varphi)$ , рассчитанный для  $n$ -ой БС.

Суммарное значение надежности радиосвязи  $P_{ALL}(\lambda, \varphi)$  находится аналогично, как максимум значений надежности радиосвязи  $P_n(\lambda, \varphi)$ , обеспечиваемых в точке  $(\lambda, \varphi)$  соседними БС.

Для снижения вычислительной сложности и требований к объему оперативной памяти расчет характеристик радиосвязи выполняется не для всех, а только для смежных БС, оказывающих непосредствен-



ное влияние на рассматриваемую точку местности  $(\lambda, \varphi)$ . С этой целью на основе модифицированной процедуры билинейной интерполяции вычисляются характеристики радиосвязи для каждой точки сетки географических координат в четырехугольной области. Затем формируется список пар смежных БС, для которых четырехугольные области, содержащие превышающие заданный порог рассчитанные значения характеристик связи, пересекаются. Для всех пар смеж-

ных БС выполняется комбинирование зон радиопокрытия БС по максимуму характеристик связи в области пересечения.

Пример расчета и отображения зон радиопокрытия для базовой станции в формате png приведен на рис. 4.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленное ПО прошло тестирование при разработке реальных проектов и подтвердило высокую эффективность

при практическом применении. Использование данного ПО для расчета зон радиопокрытия БС способствует совершенствованию процесса проектирования технологических сетей подвижной радиосвязи, сокращению сроков выполнения проектов, снижению затрат при строительстве объектов за счет эффективного размещения БС сети подвижной радиосвязи и выбора оптимальных параметров технических средств. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Смышчѐк М.А., Новиков Н.В. Нормативно-техническая документация для создания сети подвижной радиосвязи ОАО «Газпром» цифровых стандартов // Газовая промышленность. 2008. Спецвыпуск. С. 74–75.
2. Смышчѐк М.А., Судариков Р.А., Новиков Н.В. Программно-алгоритмический комплекс для проектирования технологических сетей подвижной радиосвязи // Газовая промышленность. 2013. № 10 (697). С. 17–21.
3. Смышчѐк М.А., Судариков Р.А., Новиков Н.В. Планирование технологической сети подвижной радиосвязи с использованием цифровой модели местности // Технологии и средства связи. 2011. № 5. С. 38–40.
4. Савченков С.В., Смышчѐк М.А., Милов В.Р., Новиков Н.В. Способы оценки и анализа радиопокрытия проектируемой сети технологической подвижной радиосвязи // Электросвязь. 2011. № 2. С. 30–33.
5. Новиков Н.В., Милов В.Р., Алексеев В.В., Севрюков А.А. Структурно-параметрическая оптимизация технологических сетей подвижной радиосвязи // Информационно-измерительные и управляющие системы. 2010. Т. 8. № 2. С. 55–59.
6. Смышчѐк М.А., Милов В.Р., Судариков Р.А. и др. Алгоритм выбора мест расположения базовых станций на основе структурно-параметрического синтеза // Информационно-измерительные и управляющие системы. 2013. Т. 11. № 7. С. 14–18.
7. Новиков Н.В. Системно-сетевые расчеты показателей сети технологической подвижной радиосвязи при проектировании // Газовая промышленность. 2009. № 6 (632). С. 39–41.
8. Коновалов А.Х., Рубин Г.З. Системные параметры сетей подвижной радиосвязи // Мобильные системы. 2002. № 8. С. 29–32.
9. Коновалов А.Х., Рубин Г.З. Порядок проектирования сетей связи с подвижными объектами // Мобильные системы. 1997. № 3. С. 40–42.
10. Ли У.К. Техника подвижных систем связи / пер. с англ. В.Н. Талызина; под ред. и с предисл. И.М. Пышкина. М.: Радио и связь, 1985.
11. Калинин А.И., Черенков Е.Л. Распространение радиоволн и работа радиолиний: учеб. пособие для вузов связи. М.: Связь, 1971.
12. Тамаркин В.М., Громов В.Б., Сергеев С.И. и др. Транкинговые системы радиосвязи. Серия изданий «Связь и бизнес». М.: Международный центр научной и технической информации, Мобильные коммуникации, 1997.
13. Бабков В.Ю., Вознюк М.А., Михайлов П.А. Сети мобильной связи. Частотно-территориальное планирование: учеб. пособие для вузов. 2-е изд., испр. М.: Горячая линия – Телеком, 2007.
14. RECOMMENDATION ITU-R P.370-7. VHF and UHF propagation curves for the frequency range from 30 MHz to 1000 MHz [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://www.itu.int/dms\\_pubrec/itu-r/rec/p/R-REC-P.370-7-199510-W!!PDF-E.pdf](https://www.itu.int/dms_pubrec/itu-r/rec/p/R-REC-P.370-7-199510-W!!PDF-E.pdf) (дата обращения: 30.06.2021).
15. Рекомендация МСЭ-R P.1546-4 (10/2009). Метод прогнозирования для трасс связи «пункта с зоной» для наземных служб в диапазоне частот от 30 МГц до 3000 МГц. Серия Р. Распространение радиоволн [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://www.itu.int/dms\\_pubrec/itu-r/rec/p/R-REC-P.1546-4-200910-S!!PDF-R.pdf](https://www.itu.int/dms_pubrec/itu-r/rec/p/R-REC-P.1546-4-200910-S!!PDF-R.pdf) (дата обращения: 30.06.2021).

#### REFERENCES

- (1) Smychek MA, Novikov NV. Regulatory and technical documentation for the creation of a mobile radio communication network of digital standards OAO Gazprom (open joint-stock company). *Gas Industry* [Gazovaya promyshlennost']. 2008; Special issue: 74–75. (In Russian)
- (2) Smychek MA, Sudarikov RA, Novikov NV. Algorithmic software complex for the design of technological networks of mobile radio communication. *Gas Industry*. 2013; 10(697): 17–21. (In Russian)
- (3) Smychek MA, Sudarikov RA, Novikov NV. Technological network planning mobile radio using digital surface models. *Communication Technologies and Equipment* [Tekhnologii i sredstva svyazi]. 2011; (5): 38–40. (In Russian)
- (4) Savchenkov SV, Smychek MA, Milov VR, Novikov NV. Methods for assessing and analyzing the radio coverage of the projected technological mobile radio communication network. *Telecommunications* [Electrosvyaz]. 2011; (2): 30–33. (In Russian)
- (5) Novikov NV, Milov VR, Alekseev VV, Sevrukov AA. The structural and parametrical optimization of mobile radio networks. *Information and Control Systems* [Informatsionno-izmeritel'nyye i upravlyayushchiye sistemy]. 2010; 8(2): 55–59. (In Russian)
- (6) Smychek MA, Milov VR, Sudarikov RA, Novikov NV, Sorokina EV. The algorithm of structurally-parametrical synthesis of technological networks of the mobile radio communication. *Information and Control Systems*. 2013; 11(8): 14–18. (In Russian)
- (7) Novikov NV. System-network calculations of indicators of a technological mobile radio communication network during design. *Gas Industry*. 2009; 6(632): 39–41. (In Russian)
- (8) Konovalov AKh, Rubin GZ. System parameters of mobile radio communication networks. *Mobile systems* [Mobil'nyye sistemy]. 2002; (8): 29–32. (In Russian)
- (9) Konovalov AKh, Rubin GZ. The procedure for designing communication networks with mobile objects. *Mobile systems*. 1997; (3): 40–42. (In Russian)
- (10) Pyskhin IM (ed.), Lee WC. *Mobile communications engineering*. Trans. Talyzin VN. Moscow: Radio and communication [Radio i svyaz']; 1985.
- (11) Kalinin AI, Cherenkov EL. *Radio propagation and operation of radio links*. Moscow: Communication [Svyaz']; 1971. (In Russian)
- (12) Tamarkin VM, Gromov VB, Sergeev SI, Mordachev VI, Kozel VM, Kovalev KA. *Trunking radio communication systems*. Series "Communication and Business". Moscow: International Centre for Scientific and Technical Information (ICSTI); 1997. (In Russian)
- (13) Babkov VYu, Voznyuk MA, Mikhailov PA. *Mobile communication networks. Frequency-territorial planning*. 2nd ed. Moscow: Hot line – Telecom [Goryachaya liniya – Telekom]; 2007. (In Russian)
- (14) International Telecommunication Union. *Recommendation ITU-R P.370-7. VHF and UHF propagation curves for the frequency range from 30 MHz to 1000 MHz*. Available from: [https://www.itu.int/dms\\_pubrec/itu-r/rec/p/R-REC-P.370-7-199510-W!!PDF-E.pdf](https://www.itu.int/dms_pubrec/itu-r/rec/p/R-REC-P.370-7-199510-W!!PDF-E.pdf) [Accessed: 30 June 2021].
- (15) International Telecommunication Union. *Recommendation ITU-R P.1546-4 (10/2009). Prediction method for point-to-area communication paths for terrestrial services in the frequency range from 30 MHz to 3000 MHz. Series R. Radio propagation*. Available from: [https://www.itu.int/dms\\_pubrec/itu-r/rec/p/R-REC-P.1546-4-200910-S!!PDF-R.pdf](https://www.itu.int/dms_pubrec/itu-r/rec/p/R-REC-P.1546-4-200910-S!!PDF-R.pdf) [Accessed: 30 June 2021]. (In Russian)

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ СИСТЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ ПАО «ГАЗПРОМ» (СТО ГАЗПРОМ, Р ГАЗПРОМ),  
УТВЕРЖДЕННЫХ И ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ В ПЕРИОД С 01.06.2021 ПО 30.06.2021

№ п/п	Параметр	Описание
1	Обозначение стандарта/ рекомендаций	СТО Газпром 2–3.7–1247–2021
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Система подводной добычи. Устьевое оборудование. Подводная фонтанная арматура. Штуцерный модуль. Общие технические условия
	Область применения стандарта/ рекомендаций	Настоящий стандарт распространяется на модули штуцерные, предназначенные для обустройства подводных нефтегазовых скважин, расположенных на лицензионных участках ПАО «Газпром». Настоящий стандарт устанавливает технические требования, правила приемки, методы испытаний, требования по транспортированию и хранению, безопасной эксплуатации и монтажу, а также условия гарантии изготовителя штуцерного модуля. Положения настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», в том числе при заключении ими договоров со сторонними организациями и физическими лицами (индивидуальными предпринимателями) на выполнение работ по оценке соответствия, а также работ, связанных с проектированием, приемкой, испытаниями, эксплуатацией и разработкой спецификаций оборудования, изделий и материалов штуцерных модулей. Настоящий стандарт не распространяется на оборудование системы управления подводной добычи, установленное на штуцерном модуле
	Дата введения в действие	01.07.2021
	Введен	Впервые
2	Обозначение стандарта/ рекомендаций	СТО Газпром 2–3.5–1249–2021
	Наименование стандарта/ рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Магистральные газопроводы. Консервация с применением азота. Технические требования
	Область применения стандарта/ рекомендаций	Настоящий стандарт распространяется на консервацию трубопроводов и оборудования линейной части магистральных газопроводов и (или) технологических трубопроводов и оборудования площадочных объектов магистральных газопроводов (компрессорных станций, дожимных компрессорных станций, пунктов редуцирования газа, газораспределительных станций, газоизмерительных станций, станций охлаждения газа, станций подземного хранения газа) (далее по тексту – объект магистрального газопровода) путем заполнения азотом после осушки их полости в процессе выполнения предпусковых операций в ходе нового строительства, реконструкции и капитального ремонта магистральных газопроводов, а также на консервацию трубопроводов, отключенных и выведенных из эксплуатации в режим консервации. Настоящий стандарт устанавливает технические требования к консервации магистральных газопроводов с применением азота. Настоящий стандарт не распространяется на консервацию магистральных газопроводов с помощью ингибирующих и пассивирующих веществ. Положения настоящего стандарта предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями, осуществляющими свою деятельность на территориях Российской Федерации, Республики Армения, Республики Беларусь и Киргизской Республики, при проектировании, реконструкции, строительстве, капитальном ремонте и эксплуатации объектов магистрального газопровода с номинальным диаметром трубопроводов до DN 1400 включительно с избыточным давлением среды свыше 0,28 до 24,52 МПа включительно
	Дата введения в действие	14.07.2021
Введен	Впервые	

№ п/п	Параметр	Описание
3	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 186–2021
	Наименование стандарта/рекомендаций	Керн. Отбор, транспортировка, хранение и комплексные исследования
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящие рекомендации определяют порядок отбора, транспортировки, хранения и комплексные исследования керна. Настоящие рекомендации предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями, осуществляющими свою деятельность на территории Российской Федерации, при работе с ядерным материалом
	Дата введения в действие	01.02.2022
	Введен	Впервые
4	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 185–2021
	Наименование стандарта/рекомендаций	Пластовые флюиды. Отбор, транспортировка, хранение и комплексные исследования
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящие рекомендации определяют процессы отбора, транспортировки, хранения и комплексных исследований пластовых флюидов нефтяных, газоконденсатных и водяных объектов. Настоящие рекомендации предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями, осуществляющими свою деятельность на территории Российской Федерации, при работе с пробами пластовых флюидов
	Дата введения в действие	01.02.2022
	Введен	Впервые
5	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 184–2021
	Наименование стандарта/рекомендаций	Керн. Методы лабораторных исследований механических свойств горных пород
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящие рекомендации определяют методы лабораторных исследований механических свойств горных пород для решения задач бурения скважин и эксплуатации месторождений углеводородов. Настоящие рекомендации предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями, обеспечивающими проведение лабораторных исследований механических свойств горных пород для решения задач бурения скважин и эксплуатации месторождений углеводородов, осуществляющими свою деятельность на территории Российской Федерации
	Дата введения в действие	01.02.2022
	Введен	Впервые
6	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 8–018–2021
	Наименование стандарта/рекомендаций	Диспетчерское управление. Методика оценки пропускной способности и производительности магистральных распределительных газопроводов и газопроводов-отводов
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящие рекомендации определяют порядок расчета технически возможной пропускной способности газопроводов-отводов, технически возможной пропускной способности и технически возможной производительности магистральных распределительных газопроводов. Настоящие рекомендации предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», расположенными на территории Российской Федерации, Республики Беларусь, Республики Армения и Киргизской Республики при расчете технически возможной пропускной способности газопроводов-отводов, технически возможной пропускной способности и технически возможной производительности магистральных распределительных газопроводов
	Дата введения в действие и срок действия	12.07.2021. 3 года (12.07.2024)
	Введен	Впервые

(Продолжение таблицы на с. 126)



(Продолжение таблицы. Начало на с. 124)

№ п/п	Параметр	Описание
7	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 2–3.7–1250–2021
	Наименование стандарта/рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Освоение морских нефтегазовых ресурсов. Морские нефтегазовые месторождения. Методика принятия решений по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящие рекомендации определяют методику принятия решений по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений на морских нефтегазовых месторождениях ПАО «Газпром» в штатном и аварийном режимах эксплуатации. Настоящие рекомендации предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», сторонними организациями при эксплуатации гидротехнических сооружений на морских нефтегазовых месторождениях ПАО «Газпром»
	Дата введения в действие и срок действия	01.07.2021. 3 года (01.07.2024)
	Введен	Впервые
8	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 2–1.3–1248–2021
	Наименование стандарта/рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Освоение морских нефтегазовых ресурсов. Система стандартов корпоративной системы гражданской защиты. Планы ликвидации разливов нефти на континентальном шельфе
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящие рекомендации определяют содержание, состав, порядок разработки планов предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на морских нефтегазовых месторождениях ПАО «Газпром» на континентальном шельфе, а также во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации. Настоящие рекомендации предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями при проведении работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на морских нефтегазовых месторождениях ПАО «Газпром»
	Дата введения в действие и срок действия	01.07.2021. 3 года (01.07.2024)
	Введен	Впервые
9	Обозначение стандарта/рекомендаций	Р Газпром 2–2.3–1251–2021
	Наименование стандарта/рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». Магистральные газопроводы. Диагностическое обследование. Стресс-коррозионные дефекты труб. Методика оценки
	Область применения стандарта/рекомендаций	Настоящие рекомендации определяют методику оценки условных размеров стресс-коррозионных дефектов труб при диагностических обследованиях, в том числе в процессе категорирования и отбраковки труб при капитальном ремонте магистральных газопроводов, расположенных на территории Российской Федерации, Республики Беларусь, Республики Армения и Киргизской Республики. Положения настоящих рекомендаций предназначены для применения структурными подразделениями, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями, осуществляющими техническое диагностирование и (или) отбраковку труб при ремонте магистральных газопроводов
	Дата введения в действие	01.09.2021
	Введен	Впервые

№ п/п	Параметр	Описание
10	Обозначение стандарта/рекомендаций	Изменение №1 СТО Газпром 11-035-2012
	Наименование стандарта/рекомендаций	Технологическая связь. Правила проведения испытаний. Программа и методика испытаний сетей подвижной радиосвязи при приемке в эксплуатацию законченных строительством объектов технологической связи
	Суть изменения стандарта/рекомендаций	Содержание Введение Раздел 2 Пункты 1.2, 3.1.7, 4.1.1, 4.1.3, 4.2.9, 7.2.1, 7.2.2, 7.3.1, 7.3.2, 7.3.4, 7.4.3, 7.5.2, 7.7, 7.12.10, 7.15.1 Приложения Г, Д, Е Библиография Региональные приложения 1, 2 Библиография региональных приложений 1, 2
	Дата введения в действие	29.07.2021
11	Обозначение стандарта/рекомендаций	Изменение №1 СТО Газпром 11-026-2011
	Наименование стандарта/рекомендаций	Технологическая связь. Структура управления и системы управления сетью технологической связи ОАО «Газпром». Общие технические требования
	Суть изменения стандарта/рекомендаций	Содержание Введение Разделы 2, 3 Пункты 1.2, 3.1, 3.5, 3.7, 3.16, 3.20, 3.21, 3.25, 3.28, 3.30, 6.1, 6.4, 6.5, 6.7, 6.9, 7.2-7.4, 8.1.4, 8.4, 8.4.1, 8.4.2, 9.1.2-9.1.8, 9.2.2-9.2.7, 12.1, 12.3, 12.12, 13.1-13.3, 14.2.8, 14.5.3 Библиография Региональные приложения 1, 2 Библиография региональных приложений 1, 2
	Дата введения в действие	04.08.2021
12	Обозначение стандарта/рекомендаций	Изменение №1 СТО Газпром 11-031-2012
	Наименование стандарта/рекомендаций	Технологическая связь. Правила технической эксплуатации систем управления сетями технологической связи ПАО «Газпром»
	Суть изменения стандарта/рекомендаций	Содержание Введение Разделы 2, 3, 4, 12 Пункты 1.2, 3.5, 3.8, 3.11, 5.2, 6.3.1, 7.2, 7.3.1, 11.1.1, 11.1.2, 11.2.2, 12.1-12.4 Приложения А, Б Региональные приложения 1, 2 Библиография региональных приложений 1, 2
	Дата введения в действие	23.08.2021

**ПЕРЕЧЕНЬ ОТМЕНЕННЫХ ДОКУМЕНТОВ СИСТЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ ПАО «ГАЗПРОМ» (СТО ГАЗПРОМ И Р ГАЗПРОМ) В ПЕРИОД С 01.06.2021 ПО 30.06.2021**

№ п/п	Параметр	Описание
1	Обозначение стандарта/рекомендаций	СТО Газпром 2-2.2-860-2014
	Наименование стандарта/рекомендаций	Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Положение об организации строительного контроля заказчика при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте объектов ОАО «Газпром»
	Отмена документа	Взамен будет действовать СТО Газпром 2-2.2-860-2021

# 27-Я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА



МОСКВА · КРОКУС ЭКСПО

# 24-27 АВГУСТА 2021



Автозаправочный комплекс  
Электромобили и зарядные станции  
Автомоечные посты

Оборудование для технического  
сервиса гаражей и паркингов  
Сопутствующий сервис

Организатор:

 **КРОКУС ЭКСПО**  
Международный выставочный центр

[www.autocomplex.net](http://www.autocomplex.net)



12+





**ГАЗОВАЯ  
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**

журнал (учредитель – ПАО «Газпром»)

IV Международный  
конкурс молодых ученых  
«Нефтегазовые проекты:  
взгляд в будущее»

Идет оценка заявок  
[www.gifaward.com](http://www.gifaward.com)



**11**  
СТРАН



**93**  
МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ



**29**  
УНИВЕРСИТЕТОВ, НИИ, КОМПАНИЙ

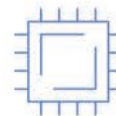
## ТЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЙ



Инновационные решения  
в разведке, добыче,  
переработке,  
транспортировке  
и хранении углеводородов



СПГ-  
проекты



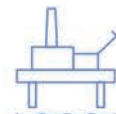
IT-решения  
и цифровизация



Электроэнергетика



Декарбонизация  
в отрасли



Морские  
и шельфовые  
нефтегазовые  
проекты

Подробная информация и контакты

[www.gifaward.com](http://www.gifaward.com) | [info@gifaward.com](mailto:info@gifaward.com) | +7 (495) 240-54-57, доб. 124; +7 (926) 528-31-45





Продукция и услуги АО «Турботект Санкт-Петербург»

- Системы промывки осевых компрессоров ГТУ
- Мобильные и стационарные устройства для подготовки и подачи моющего раствора и воды
- Моющие растворы
- Маслозаправочные установки
- Устройство для сбора масла
- Очиститель масла электростатический
- Сервисные работы и оборудование для наружной и внутренней промывки АВО газа
- Проектирование и изготовление нестандартного оборудования

**Turbotect**  
Санкт-Петербург

# КОГДА\* ЧИСТО

СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ

**\* ПОВЫШЕНИЕ КПД НА 5%,  
МОЩНОСТИ НА 10%**

АО «Турботект Санкт-Петербург»  
198095, Россия, Санкт-Петербург,  
ул. Метростроителей, д. 18, лит. А, пом. 22  
Тел.: +7 812 380 20 77  
Факс: +7 812 380 31 46  
e-mail: [info@turbotectspb.com](mailto:info@turbotectspb.com)  
[www.turbotectspb.com](http://www.turbotectspb.com)



TURBOTECT® ТУРБОТЕКТ®