

65 ЛЕТ ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

№ 3

813 | 2021

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



22 ПРАВОВОЙ СТАТУС ПОДВОДНОГО ДОБЫЧНОГО КОМПЛЕКСА НА КИРИНСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ПРАВОВЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ)

32 ГИПОТЕЗА ФОРМИРОВАНИЯ ПОДВИЖНОЙ ВОДЫ В АЧИМОВСКИХ ПЛАСТАХ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

96 ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

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.

РУКОВОДИТЕЛЬ ОТДЕЛА РЕКЛАМЫ:
КОНОВАЛОВА О.В.

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

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

ОТДЕЛ ПОДПИСКИ:
ВОЛКОВА Л.Н.

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

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

Подписано в печать 24.03.2021
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

№ 3 | 813 | 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», д.т.н.,
чл.-корр. РАН, 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.п.с.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.

НОВОСТИ	8	С.В. Налимов, М.А. Шашков, В.Б. Карманов, А.Е. Кусков, С.А. Бабкин	
НАУКА В ЛИЦАХ			
Александр Гаврилович Ишков: «Природу надо не побеждать, а бережно сохранять»	18	Очистные скребки для поддержания оптимального состояния внутренней полости трубопроводов	68
ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА			
К.В. Крымская, А.В. Лобанов, Н.В. Першин, Ю.В. Бесага, Г.В. Товстенко			
Правовой статус подводного добычного комплекса на Киринском газоконденсатном месторождении (правовые вопросы обеспечения безопасности)	22	Комплексный подход к обслуживанию и ремонту основных фондов ПАО «Газпром» с применением инновационных технологий и материалов производства НПО «СпецПолимер»	70
ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ			
О.М. Гречнева			
Гипотеза формирования подвижной воды в ачимовских пластах Уренгойского месторождения	32	Ю.А. Косилов, М.П. Панов, Д.А. Слепухин, Н.Н. Табенский, Р.Н. Тужилкин	74
ДОБЫЧА ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА			
А.Л. Агеев, Д.А. Яхонтов, М.М. Партилов, Г.С. Кудияров, В.В. Кутуков			
Технические и технологические решения применения низкотемпературной абсорбции при промышленной подготовке углеводородного сырья газоконденсатных залежей в условиях падающей добычи	38	А.В. Шипилов, Д.Г. Шестопапов, Т.О. Прохожаев, А.В. Шибанов, В.Р. Мардамшин, К.Н. Жучков, Д.С. Почикеев, А.С. Коробейников	78
ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА			
Р.Р. Усманов, М.В. Чучкалов, Н.Н. Иванова, А.Н. Кукушкин			
Выявление и оценка опасности упругопластических изгибов газопроводов по данным внутритрубной диагностики	50	Цифровая трансформация бизнес-процессов управления и контроля за ходом диагностических обследований на объектах ПАО «Газпром»	88
ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ГАЗОСНАБЖЕНИЕ			
К.В. Порошкин			
Автоматические газораспределительные станции нового поколения «Прогресс» для объектов капитального ремонта	56	Л.А. Кондратенко	86
ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ			
А.И. Куроленко			
Газоснабжение потребителей в период проведения ремонтных работ на линейной части магистральных газопроводов с использованием передвижных автомобильных газовых заправок	58	Использование математического моделирования прогноза состояния объекта в целях планирования технического обслуживания и ремонта	86
РЕМОНТ И ДИАГНОСТИКА			
О.Г. Бессонов			
АО «РУМО» о производстве, ремонте, модернизации и повышении энергоэффективности газомоторкомпрессоров	66	ЦИФРОВИЗАЦИЯ	88
		А.В. Алдунин, Н.Ю. Игнатъев, В.В. Котов	
		Раннее распознавание ресурса трубы магистрального нефтегазопровода	88
		НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ	
		А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин, П.С. Ложников, С.А. Клиновенко, В.Е. Столяров, Е.А. Сафарова	
		Интеллектуальные инновационные технологии при строительстве скважин и эксплуатации нефтегазовых месторождений	96
		ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ЗА РУБЕЖОМ	
		Е.О. Карманов, Г.Г. Васильев, И.А. Леонович	
		Анализ практики США, Канады и Великобритании по обеспечению безопасности магистральных трубопроводов путем создания зон с особыми режимами хозяйственной деятельности	106
		СТАНДАРТИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ	
		А.И. Горчев, А.В. Мингалеев, А.Б. Яковлев	
		Анализ схем передачи единиц объемного расхода природного газа высокого давления	114
		Перечень документов системы стандартизации ПАО «Газпром» (СТО Газпром, Р Газпром), утвержденных и зарегистрированных в период с 01.02.2021 по 28.02.2021	124
		Перечень отмененных документов системы стандартизации ПАО «Газпром» (СТО Газпром и Р Газпром) в период с 01.02.2021 по 28.02.2021	128

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.
Head of advertising dept.: Konovalova O.V.
Advertising dept.: Ermakova E.Yu., Panina S.N.,
Sherbakova N.V.
Composition and design: Sonin L.B., Khoteeva A.I.
Subscription dept.: Volkova L.N.

EDITORIAL OFFICE

108811, Russia, Moscow,
set, Moskovskiy, 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 24.03.2021
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

SCIENCE PERSONIFIED

Alexandr G. Ishkov: "Nature should
not be defeated but preserved carefully" 18

OFFSHORE DEVELOPMENT

K.V. Krymskaya, A.V. Lobanov,
N.V. Pershin, Yu.V. Besaga, G.V. Tovstenko
Legal status of subsea production units
for Kirinskoye gas condensate field
(legal issues of safety) 22

GEOLOGY AND MINING

O.M. Grechneva
The hypothesis of gravitational water
development in Achimov formations
of Urengoy field 32

**GAS AND GAS CONDENSATE
PRODUCTION**

A.L. Ageev, D.A. Yahontov, M.M. Partilov,
G.S. Kudiyarov, V.V. Kutukov
Technical and technological solutions
for low-temperature absorption
implementation into field treatment
of hydrocarbon raw materials from gas
condensate deposits under condition
of declining production 38

**GAS AND GAS CONDENSATE
TRANSPORTATION**

R.R. Usmanov, M.V. Chuchkalov,
N.N. Ivanova, A.N. Kukushkin
Detection and rating of gas pipelines
elastic-plastic bending hazard according
to in-tube diagnostics data 50

GAS DISTRIBUTION AND GAS SUPPLY

K.V. Poroshkin
Next-generation automated gas
distribution stations named Progress
for overhaul facilities 56

A.I. Kurolenko

Gas supply to consumers using
automobile gas fueling stations
during the repairs on line sections
of main gas pipelines 58

ENERGY SUPPLY AND SAVING

A.G. Ishkov, I.A. Yatsenko, A.S. Afanasyev,
A.A. Nazarov, A.Yu. Treskov
Using mobile compressor stations
to preserve gas during repairs
on main gas pipelines 62

REPAIR AND DIAGNOSTICS

O.G. Bessonov
AO RUMO – on production, repairs,
upgrading, and enhancing energy
efficiency of gas-engine compressors 66

S.V. Nalimov, M.A. Shashkov,
V.B. Karmanov, A.Ye. Kuskov, S.A. Babkin
Scrapers for maintaining an optimum
state of pipelines' internal space 68

An integrated approach
to maintenance and repair
of Gazprom PJSC capital assets using
innovative technologies and materials
by OOO NPO SpecPolymer 70

Yu.A. Kosilov, M.P. Panov,
D.A. Slepukhin, N.N. Tabenskiy,
R.N. Tuzhilkin
Arranging diagnosis, maintenance,
and repair of the equipment of Power
of Siberia main gas pipeline 74

A.V. Shipilov, D.G. Shestopalov,
T.O. Prokhozhaev, A.V. Shibanov,
V.R. Mardamshin, K.N. Zhuchkov,
D.S. Pochikeev, A.S. Korobeynikov
Digital transformation of business
processes of management and monitoring
the Progress of diagnostic surveys
at Gazprom PJSC facilities 78

L.A. Kondratenko
Using mathematical modeling
to forecast facility's state
for maintenance and repair planning 86

DIGITALIZATION

A.V. Aldunin, N.Yu. Ignatiev, V.V. Kotov
Early recognition of a petroleum line
pipe life 88

**NEW TECHNOLOGIES
AND EQUIPMENT**

A.N. Dmitrievskiy, N.A. Eremin,
P.S. Lozhnikov, S.A. Klinovenko,
V.E. Stolyarov, E.A. Safarova
Intelligent innovations for wells
construction and operation of oil
and gas fields 96

INTERNATIONAL GAS INDUSTRY

E.O. Karmanov, G.G. Vasiliev,
I.A. Leonovich
Analysis of the USA, Canada,
and UK safety practices for main pipelines
based on creating zones with special
economic activity regimes 106

**STANDARDIZATION
AND QUALITY MANAGEMENT**

A.I. Gorchev, A.V. Mingaleev,
A.B. Yakovlev
Analysis of different traceability
chains for units of high-pressure
natural gas flow rate 114

List of documents of Gazprom PJSC
standardization system (STO Gazprom,
R Gazprom), approved and registered
during the period from 1.02.2021
to 28.02.2021 124

List of documents of Gazprom PJSC
standardization system (STO Gazprom,
R Gazprom), canceled during the period
from 1.02.2021 to 28.02.2021 128

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК [622.06+622.24]:004.896

А.Н. Дмитриевский, д.г.-м.н., проф., акад. РАН, ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Российской академии наук» (Москва, Россия), ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия),

a.dmitrievsky@ipng.ru

Н.А. Еремин, д.т.н., проф., ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Российской академии наук», ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», erm@mail.ru

П.С. Ложников, д.т.н., проф., ФГБОУ ВО «Омский государственный технический университет» (Омск, Россия), ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, Россия), P.Lozhnikov@vniigaz.gazprom.ru

С.А. Клиновенко, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», S_Klinovenko@vniigaz.gazprom.ru

В.Е. Столяров, ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Российской академии наук», bes60@rambler.ru

Е.А. Сафарова, ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Российской академии наук»,

safarovaelisaveta@gmail.com

Цифровизация и применение методов искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли повышают экономическую эффективность предприятий, позволяют нарастить багаж цифровых компетенций, обеспечивают сохранение кадрового потенциала, а также способствуют реализации проектных режимов добычи и продлевают ее на заключительной стадии эксплуатации.

ПАО «Газпром» накоплен богатый опыт в цифровой трансформации газового производства, в том числе в оперативно-диспетчерском управлении на основе электронных платформ. Разработаны требования к единому информационному пространству, объемам геолого-геофизических и промысловых данных, проводятся мероприятия по созданию моделей центра строительства скважин и цифрового пространства управления проектами с возможностью оперативного контроля (например, процессов эксплуатационного бурения) и формирования соответствующей отчетности. Интеграция предиктивной (предсказательной) аналитики и опыта строительства скважин и эксплуатации месторождений позволяет улучшить мониторинг этих динамических процессов, а также организовать безаварийное производство в отрасли. Использование технологий «цифровое месторождение» и «цифровая скважина» способно обеспечить эффективное планирование и управление добычей, быструю экономическую отдачу от инвестиций, что в свою очередь приведет к повышению коэффициента извлечения на 5–10 % и снижению капитальных и операционных затрат на 10 и 15 % соответственно.

Создание таких виртуальных (модельных) двойников уникальных и гигантских газоконденсатных месторождений возможно на основе использования мощных вычислительных комплексов (суперкомпьютеров), оптикализации и цифровизации производственных процессов.

Для управления большими объемами геолого-промысловой информации требуется применение беспроводных каналов связи для кустовых площадок, возобновляемых источников энергоснабжения, ведомственных спутниковых группировок, технологий газового интернета вещей, промышленного блокчейна, предиктивной аналитики, машинного обучения.

В статье кратко изложены основные результаты научно-исследовательских работ в области создания инновационных технологий по предупреждению аварий, кибербезопасности передачи буровых данных, проводившихся в рамках государственного задания «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности».

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЦИФРОВИЗАЦИЯ, ИНВЕСТИЦИИ, ДОБЫЧА, БУРЕНИЕ, СКВАЖИНА, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ, ИНФОРМАЦИОННАЯ ПЛАТФОРМА, АНАЛИТИКА.

A.N. Dmitrievsky, DSc in Geology and Mineralogy, Professor, Member of the Russian Academy of Sciences, Oil and Gas Research Institute RAS [Institut problem nefti i gaza Rossijskoj akademii nauk] (Moscow, Russia), National University of Oil and Gas “Gubkin University” (Moscow, Russia), a.dmitrievsky@ipng.ru

N.A. Eremin, DSc in Engineering, Professor, Oil and Gas Research Institute RAS, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, ermn@mail.ru

P.S. Lozhnikov, DSc in Engineering, Professor, Omsk State Technical University (Omsk, Russia), Gazprom VNIIGAZ LLC (Moscow, Russia), P_Lozhnikov@vniigaz.gazprom.ru

S.A. Klinovenko, Gazprom VNIIGAZ LLC, S_Klinovenko@vniigaz.gazprom.ru

V.E. Stolyarov, Oil and Gas Research Institute RAS, bes60@rambler.ru

E.A. Safarova, Oil and Gas Research Institute RAS, safarovaelisaveta@gmail.com

Intelligent innovations for wells construction and operation of oil and gas fields

Digitalization and artificial intelligence methods in the oil and gas industry improve companies' economic efficiency, develop expertise background, maintain human potential, contribute to the implementation of design production modes, and extend production at the final operation stage.

PJSC Gazprom has accumulated great digital transformation experience in gas production, including operational dispatch management based on digital platforms. Requirements have been developed for the unified information space and geological, geophysical and field data volumes. Also, activities are underway on creating models of the well construction center and the digital space for project management with operational control (over production drilling, for instance) and reporting options. Integration of predictive analytics with field construction and operation experience makes it possible to improve the monitoring of these dynamic processes and organize an accident-free production in the industry. Using Digital Field and Digital Production technologies would ensure effective planning and management of production and quick economic return on investment. These, in turn, would increase the recovery factor by 5–10 % and reduce capital and operational expenditures by 10 % and 15 %, respectively.

Creating such digital twins of giant, unique gas condensate fields is possible using high-power computers (supercomputers) and process opticalization and digitalization. To manage the large volumes of geological and field information, it is required to use wireless communication channels for well clusters, renewable energy sources, industrial satellite constellations, gas Internet of Things technologies, industrial blockchain, predictive analytics, and machine learning.

The article summarizes the key research results within the State target “Fundamental basis of the oil and gas industry innovations” in creating innovations for accident prevention and cybersecurity of drilling data transmission.

KEYWORDS: DIGITALIZATION, INVESTMENT, PRODUCTION, DRILLING, WELL, FIELD, INTELLIGENT TECHNOLOGY, INFORMATION PLATFORM, ANALYTICS.

Главная особенность развития нефтегазовой отрасли России состоит в том, что большая часть разведанных запасов сконцентрирована (в силу геологических особенностей) в уникальных месторождениях, значительно удаленных от основной полосы расселения. Данный фактор определил исторически сложившийся «очаговый» характер хозяйственного освоения регионов добычи. Их развитие осложнено не только ввиду изолированности, но и вследствие того, что инвестиции в сохранение инфраструктуры и производство ремонтных работ значительно снижаются по объемам или откладываются на неопределенное время. Из-за длительной эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли (месторождений, скважин и т.д.) происходит их амортизация,

что в свою очередь приводит к снижению добычи при использовании традиционных технологий.

ЗАДАЧИ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ

Сокращение численности рабочей силы обуславливает потерю технических и квалификационных компетенций персонала. Цифровизация нефтегазовой отрасли России направлена на повышение эффективности и надежности этого бизнеса в условиях ожидаемого роста волатильности мирового рынка и конкуренции при обеспечении экспортных поставок. Цели и задачи планируемой трансформации приведены на рис. 1.

Начать ее планируется с уникальных и гигантских месторождений, которые обеспечивают энергетическую безопасность и сохранение

позиций России на мировом рынке углеводородного топлива.

Основная цель внедрения технологии «цифрового месторождения» – достижение компромисса между, с одной стороны, повышением фондоотдачи, а с другой – нивелированием влияния человеческого фактора на непрерывность нефтегазового производства. Наибольшей эффективности этот подход достигает по мере роста компетенций эксплуатационного персонала. С учетом длительности процессов трансформации в настоящее время не стоит задача полного перехода к цифровому управлению при 100%-ной цифровизации объектов производства. Обеспечение необходимой эффективности достигается практически на начальном этапе или при частичной цифровизации. Аналогично

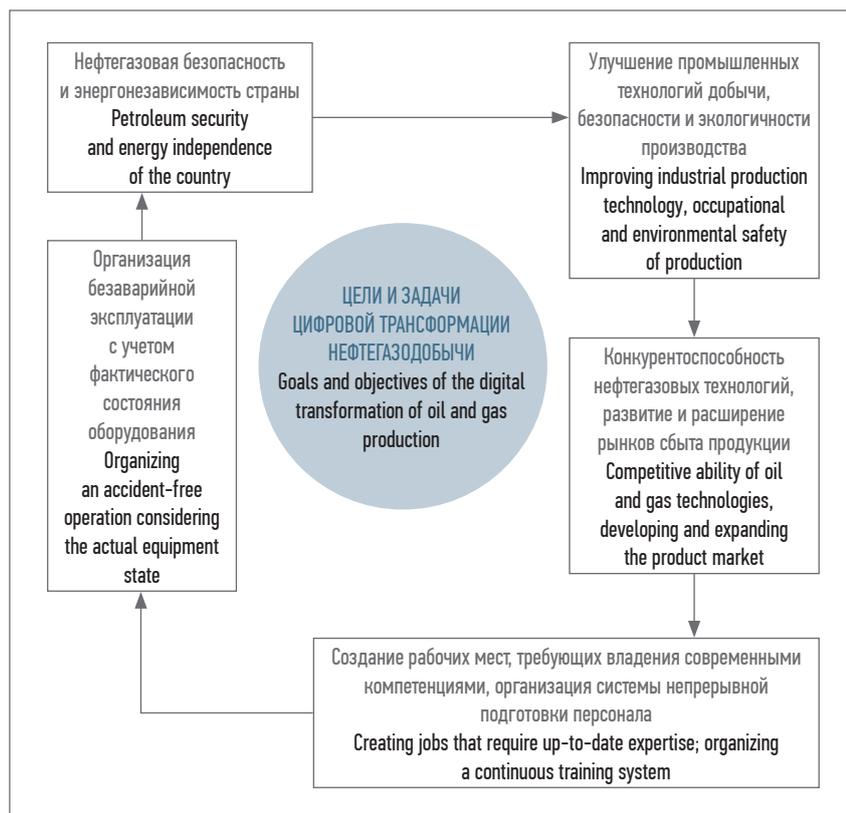


Рис. 1. Цели и задачи цифровой трансформации нефтегазодобычи
Fig. 1. Goals and objectives of the digital transformation of oil and gas production

тому, как это происходит с технологиями добычи, когда 80 % ее объема обеспечивается в основном высокодебитными 10–20 % (от всего имеющегося на месторождении фонда) скважин.

Цифровизация позволяет: оптимально использовать энергию пласта, что особенно важно на заключительной стадии эксплуатации при падающей добыче; организовывать работу газовых скважин в условиях технологических и геологических ограничений; обеспечивать комплексное управление и мониторинг для снижения затрат в непрерывном режиме; заблаговременно выявлять пескопроявления и проводить непрерывное измерение забойных и устьевых характеристик скважин; достигать ключевых показателей эффективности производства на основе критериев управления; обеспечивать анализ состояния межпромысловых коллекторов и шлейфов за счет применения современных технологий изме-

рения температуры, давления, акустических параметров, шумов, компонентного состава и качества продукции для последующего мониторинга, своевременного управления текущими процессами и коррекции параметров добычи.

Система поддержки и принятия решений становится инструментом для расчета прогнозных задач, обеспечения стратегического и тактического планирования при моделировании геологических и технологических процессов в онлайн-режиме. Эксплуатационные издержки на цифровизацию газовых залежей, по расчетам, не превысят 1–2 долл. США на 1000 м³ газа, при этом потребуются коренным образом изменить объемы получаемой оперативной и расчетной информации по уровням управления «скважина – промысел – месторождение – предприятие – отрасль» (табл.).

При цифровизации необходимо также обеспечить:

- возможность внедрения регламентов производства работ, создания шкалы оценки рисков, разработки сценариев развития штатных и аварийных ситуаций при строительстве и эксплуатации скважин и месторождений, а также планов реализации принятых решений и распределения инвестиций;

- автоматическое формирование текущей и отчетной документации для поддержания штатного функционирования оборудования на протяжении всего его жизненного цикла, а также для формализации и цифровизации производственных процессов.

С внедрением технологий искусственного интеллекта (ИИ) появляется возможность сбора, передачи и обработки больших объемов информации по всему производственному циклу газодобычи, что необходимо для качественного управления последним [1]. Концептуальная схема этапности и ожидаемых эффектов представлена на рис. 2.

Анализ эффективности цифровизации нефтегазового производства может быть выполнен на основе оценки рисков [2].

АРХИТЕКТУРА «ЦИФРОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ»

В состав архитектуры «цифрового месторождения» входят:

- подземные и надземные технологические объекты;
- оптоволоконная система сбора, передачи и обработки больших объемов данных с применением нейронных сетей;
- системы автоматизации, управления, учета продукции, контроля операций в режиме реального времени;
- интегрированная модель производства;
- центр интегрированного управления с системой поддержки и принятия решений;
- хранилище геолого-промысловых данных;
- системы связи и безопасности для инфраструктуры [3].

Таблица. Сравнительные характеристики объемов информации при автоматизации эксплуатации скважин
Table. Comparative analysis of information volumes for well automation

Параметр Parameter	Цифровая скважина с распределенными сенсорами Digital well with distributed sensors	Цифровая скважина с точечными сенсорами Digital well with point sensors	Типовая скважина Typical well
Количество сенсоров, шт. Number of sensors, pieces	До 50 000 Up to 50,000	До 15 Up to 15	До 5 Up to 5
Размещение Placement	По стволу от устья до забоя Along the wellbore, from wellhead to bottom hole	Устье, забой Wellhead, bottom hole	Устье Wellhead
Тип информации Data type	Цифровой Digital	Цифровой Digital	Аналоговый Analog
Тип передачи информации Data transmission type	Цифровой Digital	Аналоговый Analog	Аналоговый Analog
Единица измерения объемов информации Data volume measurement unit	Гб GB	Мб MB	Кб kB
Телеметрия Telemetry	Полный контроль Full control	Элементы Elements	Нет No
Системы ИИ* AI systems*	ИИ, интеллектуальное управление AI, intelligent control	Нечеткая логика Fuzzy logic	Нет No
СППР** DSS**	Роботизированное и/или интеллектуальное управление, СППР Robotic and/or intelligent control, DSS	Автоматизированная система управления Automated control system	Ручное Manual

* *Примечание.* ИИ – искусственный интеллект

* *Note.* AI – artificial intelligence

** *Примечание.* СППР – система поддержки и принятия решений

** *Note.* DSS – decision support system

«Цифровое месторождение» – это объект с элементами ИИ на основе машинных алгоритмов и роботизированных систем менеджмента с возможностью обеспечения дистанционного контроля и управления составными элементами и процессами.

Искусственный интеллект уже нашел широкое применение в упрощении процедур принятия управленческих решений и предполагает использование сетевых инструментов и алгоритмов с заданной точностью и критериями оценки ситуации. Особенно эффективен ИИ на начальной стадии освоения нефтегазового месторождения, поскольку обеспечивает создание и эксплуатацию единой информационной базы как для отдельных скважин, так и при управлении всем объектом в целом.

Главный эффект может быть получен за счет рациональной эксплуатации системы «пласт – забой – устье скважины – межпро-

мысловый коллектор – дожимная компрессорная станция (ДКС)» как единого комплекса, что даст возможность на основе оперативной информации и упреждающего регулирования не допустить поступления воды и механических примесей на забой скважины, исключить условия разрушения и выноса частиц породы на поверхность, а также их попадание в газосборные сети и межпромысловые коллекторы.

Знание особенностей призабойной зоны позволит увеличить производительность по целому ряду скважин на 30–40 %. Для новых и реконструируемых месторождений будет предусмотрена опция обеспечения работы в различных режимах: ручном, дистанционном, автоматическом, а в перспективе – переход на широкое применение интеллектуального управления с возможностью роботизации большинства процессов и оборудования [1].

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО БУРЕНИЯ

Практическим примером служат работы, проведенные Институтом проблем нефти и газа РАН по гранту в рамках федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» по теме «Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геологических моделей месторождений с применением технологий искусственного интеллекта и индустриального блокчейна для снижения рисков проведения геолого-разведочных работ, в том числе на шельфовых проектах», которая была реализована по соглашению с Министерством

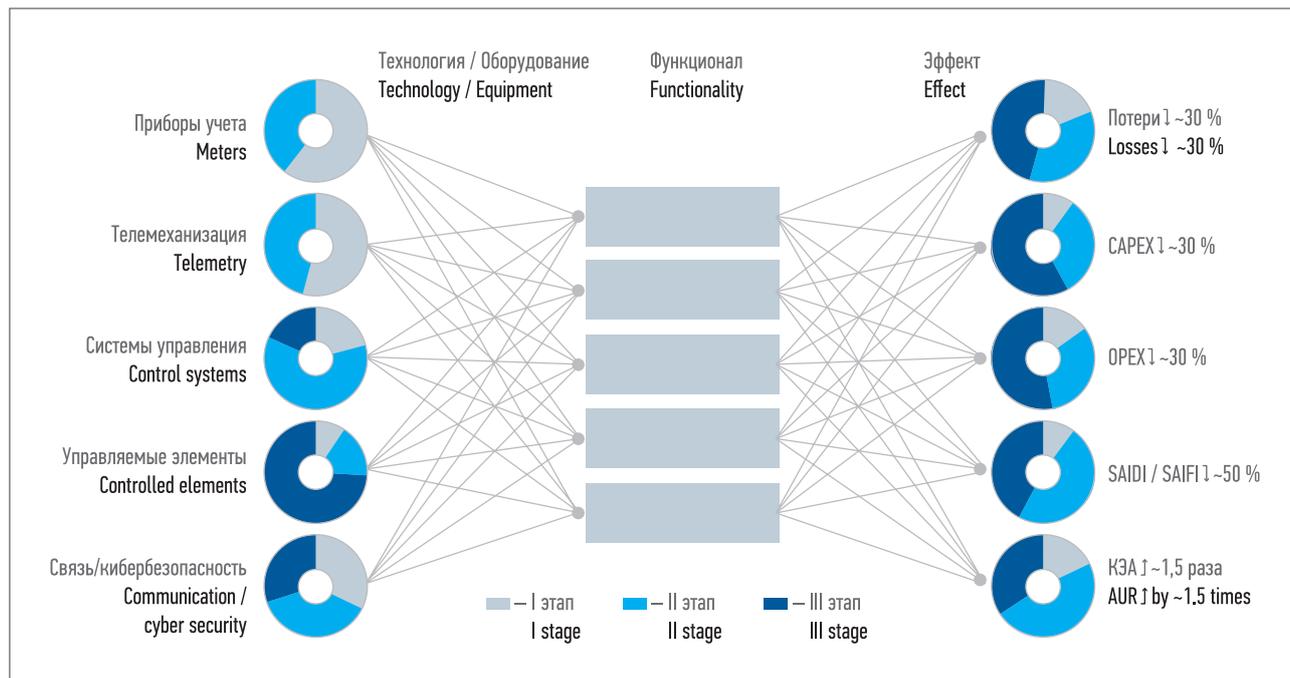


Рис. 2. Этапность и эффективность цифровизации производства, где CAPEX (Capital Expenditures) – капитальные затраты; OPEX (Operating Expenditures) – операционные расходы; SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – средний индекс частоты осложнений в работе актива на единицу актива; SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – средний индекс длительности осложнений в работе актива; КЭА – коэффициент эксплуатации актива [1]

Fig. 2. Stages and efficiency of process digitalization where CAPEX is for capital expenditures, OPEX is for operational expenditures, SAIFI is for system average interruption frequency index, SAIDI is for system average interruption duration index, and AUR is for asset utilization ratio [1]

науки и высшего образования Российской Федерации [4].

Создание автоматизированной системы предупреждения осложнений и аварийных ситуаций (АС ПОАС) при бурении скважин потребовало решения инновационных задач по определению ее оптимальной архитектуры, структуры, методов и средств реализации. Моделирование осложнений с помощью алгоритмов возможно, если найдена оптимальная конфигурация нейронной сети со множеством взаимосвязей между ее узлами. Такой подход основан на преимуществах глубокого обучения с разделением на категории: простота, масштабируемость, гибкость настройки и готовность к многократному использованию. Принятая концепция легко адаптируема к различным технологическим процессам и показывает высокую эффективность при работе в штатных и аварийных ситуациях. Так, примененный в АС ПОАС программный компонент (ПК)

«Нейросетевые расчеты» (рис. 3) предназначен для решения ряда функциональных задач:

- формирования входных данных для моделей машинного обучения, включая создание обучающей выборки и обеспечение работы эксперта по разметке данных;
- предобработки данных в целях обучения, валидации и апробации нейросетевых моделей;
- создания нейросетевой топологии, обучения и валидации моделей машинного обучения, обеспечения их встраивания в систему прогнозирования в реальном времени;
- обеспечения интеграции моделей с комплексом поддержки принятия решений в процессе бурения и др.

Данные по бурению в режиме реального времени передаются в центр интегрированного управления, который непрерывно осуществляет синтез информации и автоматизированных рабочих процессов для валидации и моделирования последних, а также

настройки моделей скважин и объектов инфраструктуры бурового комплекса. Следует отметить, что качество входных данных для обучения нейросетей с помощью современных подходов может быть самым разным.

Например, возможны гибридные «широкие» нейросети на базе перцептронов, сетей квадратичных форм и многомерных функционалов Байеса. Экспериментально подтверждена высокая эффективность использования такой технологии для решения задач в области информационной безопасности. Подобные нейросетевые модели могут учитывать изменчивость эталонных значений во времени, обеспечивая сравнительно высокие показатели надежности принимаемых решений.

Архитектура предлагаемой технологии мониторинга строительства скважин предусматривает интеграцию Отраслевой системы предупреждения аварий при строительстве (ОСПАС) с применяемой

в ПАО «Газпром» территориально распределенной Отраслевой системой оперативно-диспетчерского управления (ОСОДУ) на основе открытых протоколов обмена и применения единой цифровой платформы. Соответственно, для уровней «скважина – месторождение – предприятие» возможна организация краткосрочных (супервайзер, буровая), среднесрочных (производственно-диспетчерское управление (ПДУ) месторождения, филиал Общества) и долгосрочных (Общество, центральное производственно-диспетчерское управление (ЦПДУ), центр бурения) прогнозов развития ситуации при бурении. Точность и скорость предупреждения аварий определяется объемами данных с бурового комплекса (геолого-технологической информации) и уровнем организации вычислительных мощностей, необходимых для расчетов точности принятой модели. Схема мониторинга бурения скважин приведена на рис. 4.

Информация о режимах эксплуатации и поддержке принятия решений, генерируемая с помощью интеллектуальных инструментов визуализации, позволяет оперативно выполнять действия по оптимизации добычи, управлению скважинами и объектами в совместной рабочей среде. Это существенно экономит затраты за счет быстрого отклика на изменение показателей нефтегазового производства и сокращения непроизводительного времени работы активов.

Технология «цифрового месторождения» обеспечивает постоянный рост капитализации предприятия, а также компетенций и знаний персонала и экспертов. Опыт использования показал, что ее надежность в значительной степени зависит от сервисных компаний – поставщиков технологий, оборудования и работ. Основные компоненты, требующие постоянной поддержки, – цифровые и интегрированные инструменты, программное и аппаратное обес-

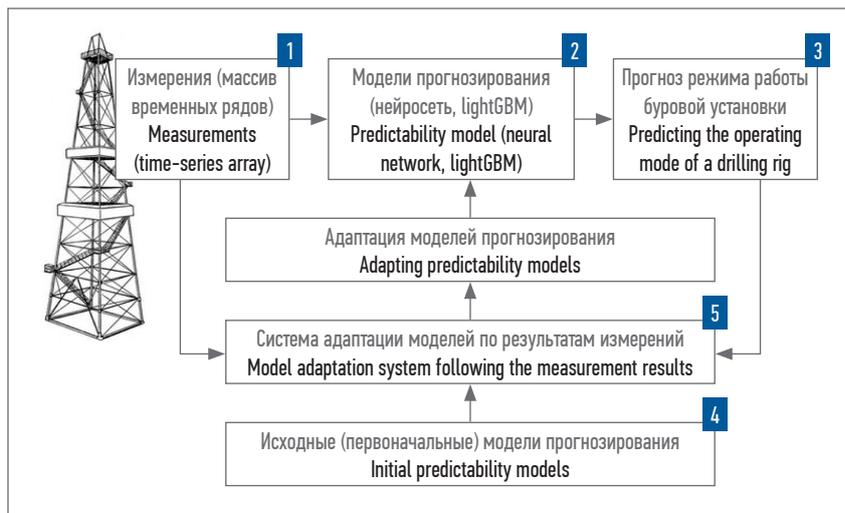


Рис. 3. Принципиальная структурная схема ПК «Нейросетевые расчеты», где lightGBM (Light Gradient Boosting Machine) – платформа для повышения градиента, использующая алгоритмы обучения на основе дерева
Fig. 3. Basic block diagram of the Neural Network Calculations software component where lightGBM (Light Gradient Boosting Machine) is a gradient-increasing platform that uses a tree-based learning algorithm

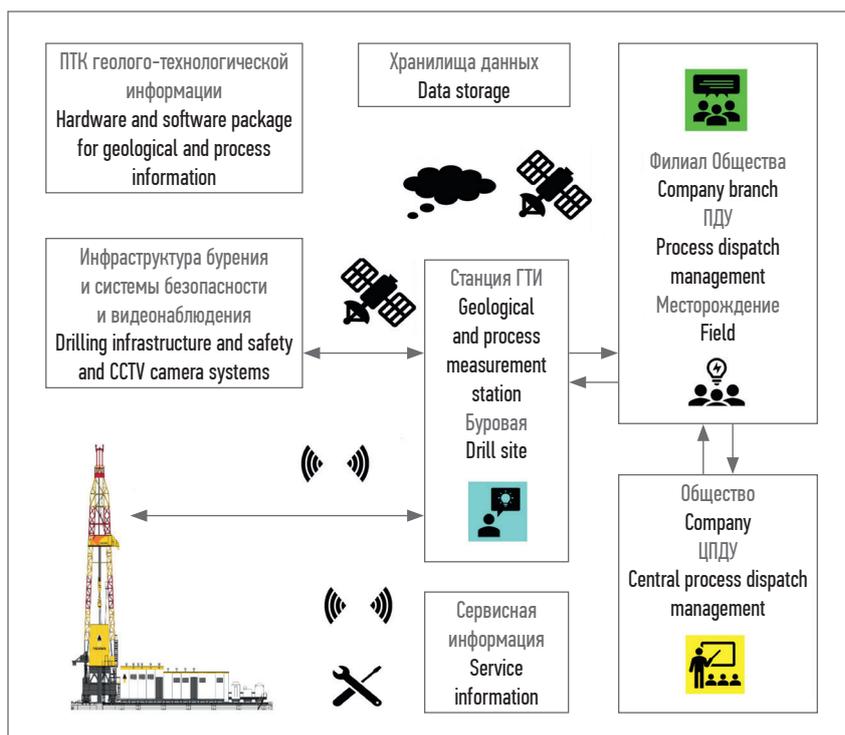


Рис. 4. Схема организации мониторинга бурения скважин, где ПТК – программно-технический комплекс, ГТИ – геолого-технологические измерения
Fig. 4. Well drilling monitoring arrangement

печение, а также связанная с ними инфраструктура.

Непрерывная и бесперебойная работа в системах сбора и подготовки товарной продукции, на скважинах и в центрах интегрированного управления достигается за счет

постоянного совершенствования моделей и алгоритмов «цифрового месторождения». Создание команды экспертов имеет при этом решающее значение для успешного определения критериев и моделей менеджмента операций.

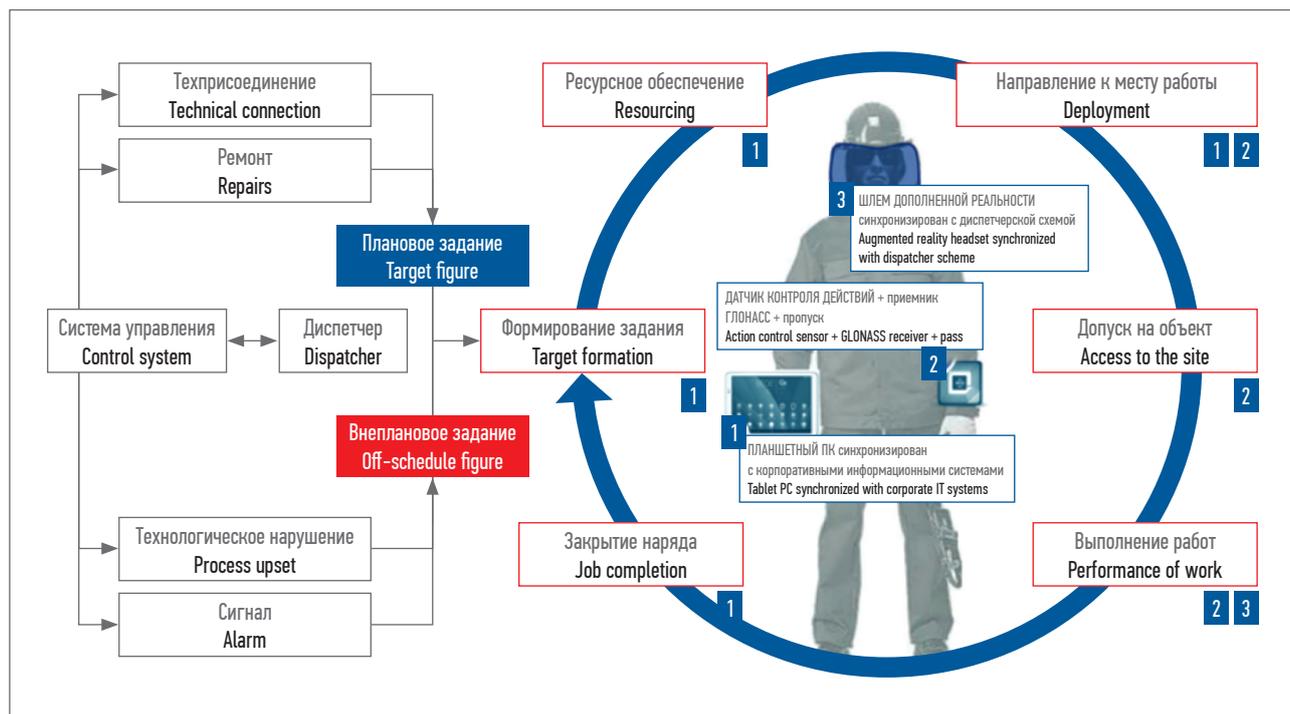


Рис. 5. Пример оснащения цифрового оператора [1]
Fig. 5. Example of digital operator equipment [1]

Для своевременного перехода на использование цифровых методов в газодобыче организовываются специализированные научные центры, позволяющие обеспечить удаленную поддержку происходящих процессов на всех стадиях жизненного цикла скважин и месторождений. Развитие компетенций кадров и технологий в перспективе приведет к исключению человека из цепочек управления, в частности к замене его системами ИИ.

Создание цифрового двойника месторождения позволяет осуществлять моделирование изменений состояния его реального прототипа, которые происходят под воздействием различных факторов; выявлять и реализовывать оптимальные управленческие решения для достижения максимальных расчетных режимов добычи.

ИНДИКАТОРЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ

Для цифровизации нефтегазовых месторождений целесообразно дополнить перечень критериев

оценки деятельности в виде ряда индикаторов по итогам проведенной трансформации. К этим критериям следует отнести:

- прирост капитализации и показателей добычи за счет внедрения цифровых технологий и платформенных решений (млн руб.);
- снижение удельных капитальных и эксплуатационных затрат при добыче нефти или газа (тыс. руб./т или тыс. руб./тыс. м³);
- количество внедрений цифровых технологий, оборудование фонда скважин системами автоматизации с возможностью дистанционного управления и интеллектуальными алгоритмами в режиме реального времени (шт.);
- количество внедрений беспроводных и энергонезависимых систем управления на месторождении (шт.);
- количество реализованных центров интегрированных операций и мониторинга работ, а также действующих цифровых моделей оборудования на промыслах (шт.);
- количество применяемых роботизированных комплексов, беспилотных летательных аппа-

- ратов, в том числе на подводных и шельфовых месторождениях (шт.);
- оборудование оптоволоконными распределенными сенсорами и диагностическими системами месторождений (тыс. шт.);
- использование площадных оптоволоконных антенн при геологоразведке и эксплуатации для постоянного мониторинга месторождений (тыс. км²);
- применение распределенных оптоволоконных точечных сенсоров для скважин и объектов (тыс. шт., тыс. км);
- количество мобильных нефтегазовых специалистов и инженерно-технических работников на предприятии (ед.);
- протяженность газосборных сетей и трубопроводов, объектов, оборудованных цифровым управлением и системами диагностики (тыс. км).

Пример оснащения цифрового оператора для выполнения описанных работ приведен на рис. 5. Цифровая трансформация позволяет повысить интеллектуальные возможности на основе всей доступной информации, как исторически

накопленной и прогнозной, так и контекстной, которая изначально в системе не содержится, а формируется на основании анализа разных источников в процессе эксплуатации [5].

На месторождениях доступность больших объемов данных в режиме 60/24/7 позволяет операторам принимать обоснованные управленческие решения, своевременно диагностировать и устранять неисправности, а также оптимизировать систему, особенно если есть возможность управления резервными мощностями, что дает возможность подключать их без изменения технологических режимов.

Однако в настоящее время большие объемы геотехнологических данных практически недоступны или не востребованы в связи с отсутствием стандартных правил и протоколов их использования, возможностей представления. Поэтому операторам приходится быстро вмешиваться в процессы, чтобы избежать незапланированных простоев и снижения добычи. «Цифровое месторождение» обеспечивает необходимую интеграцию технологий обработки больших объемов информации, поступающей из систем автоматизации и контрольно-измерительной



аппаратуры при эксплуатации скважин, дожимного комплекса, объектов основного производства и инфраструктуры.

ВЫВОДЫ

Создание в России цифровой нефтегазовой отрасли позволит не только решить важнейшие внутренние проблемы, но и создать фундамент для будущего эффективного развития различных направлений производства и в целом экономики страны. Описанная в статье стратегия трансформации, нацеленная на масштабную цифровизацию нефтегазопромысловых объектов, закладывает надеж-

ный базис для роста фондоотдачи месторождений в долгосрочной перспективе.

Статья подготовлена по результатам работ, выполненных в рамках государственного задания «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности» № АААА-А19-119013190038-2 в РОСРИДЕ¹, а также материалов докладов на III Международной научно-практической конференции «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем» (г. Москва, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2020 г.). ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Столяров В.Е., Сафарова Е.А. Цифровые скважины и месторождения // Сборник докладов III Международной научно-практической конференции «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем (SPRS-2020)». М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. С. 26–38.
2. Дмитриевский А.Н., Еремина Н.А., Шабалин Н.А. и др. О проекте Стратегии цифровой модернизации нефтегазового комплекса РФ // Нефть. Газ. Новации. 2020. № 12 (241). С. 9–13.
3. Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E. Digital transformation of gas production // IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. 2019. Vol. 700. No. 1. Article ID 012052.
4. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Черников А.Д. и др. Автоматизированная система предотвращения аварий при строительстве скважин // Нефтяное хозяйство. 2021. № 1. С. 72–76.
5. Lozhnikov P.S., Sulavko A.E. Generation of a biometrically activated digital signature based on hybrid neural network algorithms // J. Phys.: Conf. Ser. 2018. Vol. 1050. No. 1. Article ID 012047.

REFERENCES

- (1) Dmitrievsky AN, Eremin NA, Stolyarov VE, Safarova EA. Digital wells and fields. In: Gazprom VNIIGAZ LLC III International Scientific and Practical Conference Actual Issues of Studies of Petroleum Reservoir Systems (SPRS-2020), 23–24 September 2020. Moscow: Gazprom VNIIGAZ; 2020. p. 26–38. (In Russian)
- (2) Dmitrievsky AN, Eremina NA, Shabalin NA, Basnieva IK, Eremina IA. About the draft strategy for digital modernization of the oil and gas complex of the Russian Federation. *OIL. GAZ. Novation [Neft'. Gaz. Novacii]*. 2020; 241(12): 9–13. (In Russian)
- (3) Dmitrievskiy AN, Eremin NA, Stolyarov VE. Digital transformation of gas production. *Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.* 2019; 700(1): article ID 012052.
- (4) Dmitrievsky AN, Eremin NA, Chernikov AD, Sboev AG, Chashchina-Semenova OK, Fitzner LK, et al. Automated system for preventing accidents during well construction. *Oil Industry [Neftyanoe khozyajstvo]*. 2021; (1): 72–76. (In Russian)
- (5) Lozhnikov PS, Sulavko AE. Generation of a biometrically activated digital signature based on hybrid neural network algorithms. *J. Phys.: Conf. Ser.* 2018; 1050(1): article ID 012047.

¹ Единая государственная информационная система учета научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ гражданского назначения (ЕГИСУ НИОКР) на сайте www.gosrid.ru.