



5(562).2020

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

**АВТОМАТИЗАЦИЯ,
ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ
и СВЯЗЬ
В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

Automation,
telemechanization
and communication
in oil industry





НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

**АВТОМАТИЗАЦИЯ,
ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ
И СВЯЗЬ
В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

**AUTOMATION, TELEMCHANIZATION
AND COMMUNICATION
IN OIL INDUSTRY**

5(562) • 2020

МОСКВА • ГУБКИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

АВТОМАТИЗАЦИЯ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ И СВЯЗЬ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Научно-технический журнал

Основан в 1973 г.

Выходит 12 раз в год

№ 5(562)

Май 2020 г.

Учредитель журнала – Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина"

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Абрамов Г.С. (главный редактор) – д-р экон. наук, канд. техн. наук, ТК 024 "Метрологическое обеспечение добычи и учета энергоресурсов (жидкостей и газов)", г. Тюмень;

Будзуляк Б.В. – д-р техн. наук, профессор, Президент СРО "АСГ и НК", г. Москва;

Вороненко А.В. – канд. физ.-мат. наук, ген. директор ООО "НПП "Годсиб", г. Фрязино;

Григорьев Л.И. (зам. главного редактора) – д-р техн. наук, профессор, зав. кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва;

Гуревич М.С. – член Наблюдательного Совета ООО "Инфракрасные и микроволновые системы", действительный член РМА, г. Москва;

Джавадов Н.Г. – д-р техн. наук, профессор, акад. Международной и Азербайджанской Инженерной Академий, ген. директор ПО "Промавтоматика", г. Баку;

Каневская Р.Д. – д-р техн. наук, профессор, зав. кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, начальник отдела НТР и МАО "Институт геологии и разработки горючих месторождений" ПАО "НК "Роснефть", г. Москва;

Кениг Е.Я. – профессор, зав. кафедрой Университета Падерборн, Германия;

Кизина И.Д. – канд. техн. наук, зам. ген. директора ОАО "Нефтеавтоматика" – директор Департамента разработки и внедрения ИАСУ, г. Уфа;

Костогрызлов А.И. – д-р техн. наук, профессор, главный научный сотрудник, Институт проблем информатики РАН, г. Москва;

Кузьяков О.Н. – д-р техн. наук, доцент, зав. кафедрой ТИУ, г. Тюмень;

Кучумов Р.Я. – д-р техн. наук, профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва;

Лебедев В.Г. – д-р техн. наук, зав. лабораторией ИПУ РАН, г. Москва;

Лопатин А.С. – д-р техн. наук, профессор, зав. кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва;

Лукьянов Э.Е. – д-р техн. наук, зам. ген. директора по науке НПП геофизической аппаратуры "Луч", г. Новосибирск;

Сидоров В.В. – канд. техн. наук, зав. кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва;

Сухарев М.Г. – д-р техн. наук, профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва;

Терехина Г.В. (зам. главного редактора) – выпускающий редактор, Издательский дом "Губкин", г. Москва;

Фафурин В.А. – д-р техн. наук, первый зам. директора по научной работе ФГУП "ВНИИР", г. Казань.

СОДЕРЖАНИЕ

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ, АВТОМАТИЗАЦИИ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ И СВЯЗИ

- Есауленко В.Н., Малов С.С., Павлова И.В.** Забойный датчик давления бурового раствора 9
- Музиков Х.Н.** Технология ультразвуковой расходомерии 13
- Власова Е.П., Кузьяков О.Н., Кудряшов Р.А., Зольникова Т.В.** Автоматизация процесса согласования релейных защит с зависимыми характеристиками для объектов нефтяной промышленности 19
- Ильин Г.И., Юнусова В.С.** Универсальный метод сравнения помехозащищенности различных систем 24

ИНФОРМАЦИОННЫЕ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ, ЭКСПЕРТНЫЕ, ОБУЧАЮЩИЕ СИСТЕМЫ

- Еремин Н.А., Черников А.Д., Сарданашвили О.Н., Столяров В.Е.** Интеллектуальное бурение при обустройстве цифровых месторождений 26
- Глебова Е.В., Иванова М.В., Коробов А.В., Токарева А.А.** Использование методов математической статистики с целью определения уровня культуры безопасности предприятия нефтегазового комплекса 37

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

- Толпаев В.А., Ахмедов К.С., Петросянц М.Т.** Экспресс-метод построения аппроксимационных моделей прогнозирования дебитов скважин по данным истории 43

МОНТАЖ, НАЛАДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ И СВЯЗИ, ИХ СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

- Биккулов В.Ш., Кондаков А.В.** Уровнемерная установка для поверки уровнемеров по каналу измерений уровня подтоварной воды 57

- ВЫСТАВКИ • СИМПОЗИУМЫ • КОНФЕРЕНЦИИ** 60

AUTOMATION, TELEMECHANIZATION AND COMMUNICATION IN OIL INDUSTRY

Scientific-Technical Journal

Founded in 1973

May 2020

№ 5(562)

12 issues per year

CONTENTS

MEASURING, AUTOMATION, TELEMECHANIZATION AND COMMUNICATION FACILITIES

- Esaulenko V.N., Malov S.S., Pavlova I.V. Downhole pressure gauge of drilling fluid..... 9
- Muzipov Kh.N. Ultrasonic flow measurement technology..... 13
- Vlasova E.P., Kuzyakov O.N., Kudryashov R.A., Zolnikova T.V. Automation of relay protection matching process with dependent characteristics for oil industry facilities..... 19
- Ilyin G.I., Yunusova V.S. Universal method for comparing noise immunity of various systems..... 24

INFORMATIONAL, MEASURING, EXPERT, EDUCATIONAL SYSTEMS

- Eremin N.A., Chernikov A.D., Sardanashvili O.N., Stolyarov V.E. Intelligent drilling in digital field development..... 26
- Glebova E.V., Ivanova M.V., Korobov A.V., Tokareva A.A. Application of mathematical statistics methods to determine the level of safety culture of an oil and gas enterprise..... 37

MATHEMATICAL MODELING AND SOFTWARE

- Tolpaev V.A., Akhmedov K.S., Petrosyants M.T. Express-method for building approximation models of wells flow rate prediction by history data..... 43

MOUNTING, ADJUSTMENT AND OPERATION OF AUTOMATION, TELEMECHANIZATION AND COMMUNICATION FACILITIES, THEIR SERVICING

- Bikkulov V.Sh., Kondakov A.V. Level-measuring installation for verification of the level gauges in the measurement channel of the bottom water level..... 57

EXHIBITIONS • SYMPOSIA • CONFERENCES..... 60

Founder of Journal – National University of Oil and Gas "Gubkin University"

EDITORIAL BOARD:

- Abramov G.S. (Chief Editor)* – Dr. of economic sci., Cand. of tech. sci., TC 024 "Metrological Support of Production and Accounting of Energy Resources (Liquids and Gases)", Tyumen;
- Budzulyak B.V.* – Dr. of tech. sci., Professor, President of the Self-Regulated Organization "Association of constructors of gas and oil complexes", Moscow;
- Voronenko A.V.* – Cand. of phys.-math. sci., Director of Scientific-Production Company "Godsib", Ltd., Fryazino;
- Grigoriev L.I. (Deputy-Chief editor)* – Dr. of tech. sci., Professor, Head of the Chair of National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow;
- Gurevich M.S.* – member of Supervisory Council of "Infra-red and Microwave systems, Ltd.", full-fledged member of RMA, Moscow;
- Dzhavadov N.G.* – Dr. of tech. sci., Professor, Academician of the International and Azerbaijan Engineering Academy, General Director of PO "Promavtomatika", Baku;
- Kanevskaya R.D.* – Dr. of tech. sci., Professor, Head of the Department of National University of Oil and Gas "Gubkin University", Head of the Department of Scientific-Technical Development and Modeling of JSC "Institute of Geology and Development of Fossil Fuel Deposits of PJSC "NK "Rosneft", Moscow;
- Kenig E.Ya.* – Dr. Ing. Habil, Head of the Department of Paderborn University, Germany;
- Kizina I.D.* – Cand. of tech. sci., Deputy-General Director of JSC "Nefteavtomatika", Director of development and implementation "Integrated ACS" Department, Ufa;
- Kostogrysov A.I.* – Dr. of tech. sci., Professor, Chief scientific employee, "Institute of Informatics Problems" of the Russian Academy of Sciences, Moscow;
- Kuzyakov O.N.* – Dr. of tech. sci., assistant professor, Head of the Chair of TIU, Tyumen;
- Kuchumov R.Ya.* – Dr. of tech. sci., Professor, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow;
- Lebedev V.G.* – Dr. of tech. sci., Head of the Laboratory of The Institute of Control Sciences, RAS, Moscow;
- Lopatin A.S.* – Dr. of tech. sci., Professor, Head of the Chair of National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow;
- Lukyanov E.E.* – Dr. of tech. sci., Deputy-General Director on Scientific work of "Luch" – Scientific-Production Company of geophysical equipment, Novosibirsk;
- Sidorov V.V.* – Cand. of tech. sci., Head of the Chair of National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow;
- Sukharev M.G.* – Dr. of tech. sci., Professor, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow;
- Terekhina G.V. (Deputy-Chief editor)* – production editor, "Gubkin" publishing house, Moscow;
- Fafurin V.A.* – Dr. of tech. sci., the First Deputy-Director on Scientific work, Kazan.

**Редакционный совет научно-технических журналов,
издаваемых РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина**

Индекс журнала

58504 – по каталогу Агентства "Роспечать",
10338, 10339 – по объединенному каталогу
"Пресса России".

Свидетельство о регистрации средства
массовой информации ПИ № ФС 77-74504
от 07.12.2018 г.

Журнал по решению Президиума ВАК
Минобразования и науки РФ входит в
"Перечень рецензируемых научных журна-
лов и изданий, в которых должны быть
опубликованы основные научные результа-
ты диссертаций на соискание ученых сте-
пеней кандидата и доктора наук".

Журнал включен в Российский индекс
научного цитирования (РИНЦ) и
международную базу данных и систему
цитирования Chemical Abstracts.

Издательство – Издательский дом "Губкин"
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Адрес редакции: 119991, Россия, г. Москва,
Ленинский просп., 65, корп. 1.
Тел. 8-499-507-91-49

Сайт: <https://www.gubkin.ru>;
e-mail: zavyalov.a@gubkin.ru,
zavyalovap@yandex.ru,
atisoil@mail.ru

Ведущий редактор: *Г.В. Терехина*

Компьютерный набор: *В.В. Васина*
Компьютерная верстка: *И.В. Смолина*
Корректор: *Я.В. Ткачева*
Перевод: *О.М. Бисярина*

Подписано в печать 15.04.2020 г.
Формат 84×108^{1/16}.
Усл. печ. л. 6,72. Уч.-изд. л. 6,84.
Тираж 1500 экз.
Цена свободная.

Печатно-множительная база:
Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина,
119991, г. Москва, Ленинский просп., д. 65,
корп. 2.

При перепечатке материала ссылка на издание
обязательна.

Авторы опубликованных материалов несут
ответственность за соблюдение принципов
научной этики и достоверность приведенных
сведений.

- Владимиров А.И.** – Советник ректората, канд. техн. наук, профессор, лауреат Государственной премии РФ в области науки и техники, лауреат премии Правительства РФ в области образования, заслуженный работник высшей школы, главный редактор журнала "Химия и технология топлив и масел", председатель совета
- Лопатин А.С. – Председатель комиссии по редакционно-издательской деятельности Ученого Совета РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, заведующий кафедрой, д-р техн. наук, профессор, лауреат премии Правительства РФ в области образования, заместитель председателя совета
- Завьялов А.П. – Директор Издательского дома "Губкин" РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. техн. наук, доцент, секретарь совета
- Абрамов Г.С. – Д-р экон. наук, канд. техн. наук, член ТК 024 "Метрологическое обеспечение добычи и учета энергоресурсов (жидкостей и газов)", главный редактор журнала "Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности" (по согласованию)
- Близнюков В.Ю. – Д-р техн. наук, профессор, главный редактор журнала "Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море" (по согласованию)
- Васильев Г.Г. – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники, главный редактор журнала "Трубопроводный транспорт: теория и практика"
- Гируц М.В. – Декан факультета научно-педагогических кадров и кадров высшей квалификации, д-р хим. наук, доцент
- Григорьев Л.И.** – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, лауреат премии Правительства РФ в области образования, зам. главного редактора журнала "Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности"
- Ивановский В.Н. – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, заслуженный работник высшей школы, главный редактор журнала "Территория Нефтегаз"
- Кершенбаум В.Я. – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, лауреат премии Правительства РФ в области образования, главный редактор журнала "Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса"
- Лачков А.Г. – Генеральный директор ОАО "ВНИИОЭНГ" (по согласованию)
- Лоповок Г.Б. – Директор Издательского центра РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. экон. наук, доцент
- Мастепанов А.М. – Заведующий Аналитическим центром энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН, профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р экон. наук, профессор, главный редактор журнала "Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом" (по согласованию)
- Мартынов В.Г. – Ректор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р экон. наук, профессор, академик РАО, руководитель редакционной коллегии журнала "Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина"
- Мещеряков С.В. – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, заслуженный работник газовой промышленности, заслуженный химик РФ, лауреат Государственной премии РФ в области науки и техники
- Муратов А.В. – Профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, заместитель руководителя редакционной коллегии журнала "Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина"
- Оганов А.С. – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, главный редактор журнала "Вестник Ассоциации буровых подрядчиков"
- Соловьянов А.А. – Заместитель директора ФГБУ "Всероссийский научно-исследовательский институт охраны окружающей среды", главный редактор журнала "Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе", д-р хим. наук, профессор (по согласованию)
- Туманян Б.П. – Профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, главный редактор журналов "Технологии нефти и газа", "Промышленный сервис"

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ БУРЕНИЕ ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ ЦИФРОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Н.А. Еремин^{1,2}, А.Д. Черников¹, О.Н. Сарданашвили¹, В.Е. Столяров^{1,3}

(¹ФГБУН "Институт проблем нефти и газа РАН", ²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ³НТЦ ПАО "Газпром")

Нефтегазовая скважина является основным технологическим объектом и сооружением, определяющим эффективность добычи на всех стадиях жизненного цикла месторождения. В статье представлено описание перспективной технологии, обеспечивающей снижение уровня аварийности, приведены мероприятия для предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологий искусственного интеллекта, промышленного интернета и индустриального блокчейна, проводимых в рамках создания цифрового месторождения. По оценкам экспертов интеллектуальные высокотехнологичные скважины способствуют эффективному управлению добычей и быстрой экономической отдаче от инвестиций и снижению стоимости освоения на 3...5 % и эксплуатационных затрат – не менее 20 %. Предлагаемые технологии позволяют оптимизировать стоимость строительства скважин, обеспечить повышение уровня добычи продукции (нефть и газ) за счет интегрального применения технологий Индустрии 4.0, в том числе для шельфовых проектов.

Ключевые слова: разработка нефтегазовых месторождений; строительство скважин; бурение нефтяных и газовых скважин; геолого-геофизическая информация; большие геоданные; предотвращение аварий и осложнений; нефтегазовый интернет вещей; нейронные сети; искусственный интеллект; достоверность данных; индустриальный блокчейн; автоматизированная система; модели; машинное обучение; нейросетевые вычисления; геофизические услуги; геолого-технологические исследования.

INTELLIGENT DRILLING IN DIGITAL FIELD DEVELOPMENT

N.A. Eremin^{1,2}, A.D. Chernikov¹, O.N. Sardanashvili¹, V.E. Stolyarov^{1,3}

(¹Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences, ²National University of Oil and Gas "Gubkin University", ³Scientific Technical Center of PJSC "Gazprom")

The oil and gas well is the main technological object and means that determines the efficiency of production at all stages of the oil and gas field's life cycle. The paper describes a promising technology that reduces the level of accidents, measures that prevent complications and accidents during the construction of oil and gas wells based on constantly operating geological and technological models of fields using artificial intelligence, industrial internet and industrial blockchain technologies conducted within the framework of a digital field creation. According to experts, intelligent high-tech wells contribute to efficient production management and quick economic return on investment and reduce development costs by 3...5 % and operating costs by at least 20 %. The proposed technologies allow optimizing the cost of well construction, ensuring an increase in the level of production (oil and gas) due to the integrated application of Industry 4.0 technologies, including those ones for offshore projects.

Keywords: development of oil and gas fields; well construction; drilling of oil and gas wells; geological and geophysical information; Big GeoData; prevention of accidents and complications; petroleum internet of things; neural networks; artificial intelligence; data reliability; industrial blockchain; automated system; models; machine learning; neural network computing; geophysical services; geological and technological research.

Введение

Сырьевая база находящихся в эксплуатации нефтегазовых месторождений является естественным конкурентным преимуществом Российской Федерации, базовым источником доходов, обеспечивающим возможности и условия перехода к инновационно-технологическому развитию, модернизации с применением интеллектуальных технологий в различных отраслях. Для современного состояния газонефтедо-

бывающей отрасли топливно-энергетического комплекса России характерно следующее: большинство производств эксплуатируются более 40 лет и находятся на поздней стадии эксплуатации, отличающейся наличием геолого-технологических осложнений и механических примесей, увеличенной обводненностью продукции, значительным снижением среднего дебита большого числа скважин, что приводит к росту затрат. Более половины фонда скважин действующих промыслов нефтегазовых компаний находится на гра-

ни рентабельности, вследствие низких дебитов, и требует значительных технологических инноваций для сохранения коэффициента продуктивности и показателей добычи в перспективе. Число бездействующих скважин уже превысило четверть всего эксплуатационного фонда. Ввод новых скважин экономически не рентабелен, так как на строительство скважин приходится более 40 % всех инвестиций в нефтегазодобычу, более того, такие инвестиции не оправдывают себя на промыслах с падающей добычей. Затраты на обустройство скважин включают значительный комплекс проектных и производственных ресурсов, в том числе: проведение разведки; обоснование инвестиций; проектирование; отсыпку и подготовку инфраструктуры строительства; поставку необходимого оборудования; бурение (монтаж/демонтаж буровой установки, расходы на бурильные трубы, промывочную жидкость и химические добавки); работы по утилизации отходов; оплату персонала – проектировщиков, буровиков, каротажников, растворщиков и комплекс работ по обеспечению подготовки к эксплуатации и т. д. Важным, до начала строительства, становится первоначальное формирование перечня функциональных задач по строительству скважин на основе современных технологий, целей и задач функционирования объекта, принятых технологических решений и очередей строительства и итогов бизнес-процессов по всему жизненному циклу для законченного строительством объекта [1].

Условия проведения цифровой модернизации

В рамках проведенных в период 1995–2019 гг. фундаментальных, поисковых и прикладных исследований по программе "Фундаментальный базис инновационных технологий в нефтяной и газовой промышленности", в которой принимали участие 28 институтов РАН, были сформированы научно обоснованные подходы, способные в сжатые сроки обеспечить создание отечественных прорывных инновационных технологий по всей технологической цепочке нефтегазодобычи (поиск, разведка, разработка, хранение, транспорт, переработка) и в значительной мере решить имеющиеся проблемы энергоэффективности, ресурсосбережения, импортозамещения при проведении цифровой модернизации нефтегазового комплекса и интеллектуализации производств в сложных экономических условиях. В настоящее время в России сложилась парадоксальная ситуация: имеется проработка большинства теоретических и технологических вопросов по применению элементов искусственного интеллекта в виде отдельных компонент, реализованы опытные наработки по эффективному управлению разработкой газовых месторождений, созданию и применению не только элементов геотехнологической модели месторождения, но и предложены механизмы реализации цифрового месторождения в целом. Созданы и апробированы эффективные комплексы алгоритмов и программ, которые могут реализовать си-

стемы автоматизированного проектирования и управления, обеспечить технологическую и экологическую безопасность и экономическую эффективность добычи, в том числе для трудноизвлекаемых запасов и месторождений с падающей добычей, включая освоение шельфов. Для большинства ведущих нефтегазовых компаний такой подход не всегда является приоритетным, и они предпочитают сохранять и тиражировать традиционные технологии, инновационные технологии прорабатываются только на уровне опытно-конструкторских работ без утверждения типовых тиражируемых решений при проектировании и внедрении, разработке отраслевых стандартов и правил по эксплуатации интеллектуальных систем. Результатом такой технической политики являются значительная изношенность основных активов вследствие длительной эксплуатации, а также отсутствие понимания направлений стратегического развития и объемов необходимых реноваций для технологий нефтегазодобычи и сохранения конкурентоспособности в существующих условиях [2].

Одним из практических примеров такого подхода является проводимая ИПНГ РАН работа по теме "Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологий искусственного интеллекта и индустриального блокчейна для снижения рисков проведения геолого-разведочных работ, в том числе на шельфовых проектах", выполняемая по гранту Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (идентификатор проекта RFMEFI60419X0217).

Особенности обустройства нефтяных и газовых скважин

В рамках формирования предложений по созданию автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций проведен учет целого ряда факторов, определяющих функциональные задачи строящихся скважин, а именно:

- Конструктивных и технологических особенностей скважин, расстояний между устьями скважин (фактор, влияющий на вероятность цепного развития нештатных ситуаций);
- Вида добываемой продукции и диапазонов дебитов скважин (фактор, влияющий на экономическую эффективность затрат на обустройство или реконструкцию);
- Схем расположения скважин и технологических схем газосборной сети (фактор, влияющий на структуру системы контроля и управления);
- Вида строительства – новое строительство или реконструкция (фактор, влияющий на обоснованность объемов привлекаемых инвестиций в строительство новой скважины с высокими показателями дебита либо реконструкцию действующей скважины);



а



б

Рис. 1. Строительство наземной (а) и шельфовой (б) добывающих скважин



а



б

Рис. 2. Строительство (а) и эксплуатация (б) скважин с системой тепловой стабилизации

- Наличие в добываемой продукции сероводорода (фактор, влияющий на необходимость аварийной защиты скважин и соответствующего исполнения);

- Наличие систем внешнего электроснабжения и других элементов инфраструктуры (фактор, влияющий на необходимость внедрения комплексных решений по автоматизации и электроснабжению объектов);

- Климатического района расположения объектов управления (фактор, влияющий на климатическое исполнение оборудования при строительстве скважин).

Примеры обустройства наземного (Бованенковское НГКМ) и морского (проект "Сахалин-2") месторождений при бурении континентальной (наземной) и шельфовой скважины с помощью специализированных буровых платформ и учета факторного анализа приведены на рис. 1.

Углеводородное сырье на месторождениях добывают с использованием технологических сооружений – скважин, которые строят (сооружают) посредством операций бурения и крепления. Используются следующие виды скважин:

- структурно-поисковая – для изучения структуры пород, литологии, тектоники, продуктивности горизонтов и т. д.;

- добывающая – для добычи углеводородного сырья (нефть, газ, конденсат) (рис. 2);

- разведочная – для уточнения границ и эффективности нефтегазовых пластов, состава и продуктов добычи;

- нагнетательная – для обеспечения необходимого давления при снижении энергии пласта (вода, пар, газлифт);

- опережающая добывающая – для проведения геолого-технологических уточнений продуктивного пласта, опережающая непромышленная добыча;

- оценочная – для проведения геолого-технологических исследований (ГТИ);

- контрольная и наблюдательная – для определения контрольных параметров и их изменений при обустройстве месторождений на различных стадиях эксплуатации;

- опорная – для контроля движения флюидных потоков и перетоков между пластами и их изменениями.

Цифровое месторождение включает подземные и наземные технологические объекты (скважины и объекты инфраструктуры); интегрированную систему управления добычными операциями; цифровую геолого-технологическую модель газового производства; центр интегрированного управления; оптоволоконную систему сбора и передачи данных; банк геопромысловых и технологических операций для обработки и принятия решений, а также планирования и обеспечения эксплуатации [3, 4]. Ключевым элементом цифрового месторождения являются скважины, которые, по оценкам экспертов, позволяют обеспечить процесс эффективного управления добычей и быструю экономическую отдачу от инвестиций и снизить стоимость освоения на 3...5 % и эксплуатационные затраты – не

менее 20 % [5]. Цифровая модернизация позволяет повысить интеллектуальные возможности управляющей промыслом системы исходя из всей доступной информации, как исторически накопленной для месторождения, так и контекстной, прогнозной. Геоинформация по скважине формируется на всем протяжении ее жизненного цикла от бурения до ликвидации.

Построение рискованной модели строительства

Анализ действующих нормативно-технических документов ведущих нефтегазовых российских компаний, таких как ПАО "Газпром", ПАО "НК "Роснефть", ПАО "Газпром нефть", ПАО "ЛУКОЙЛ", ОАО "ОЭГ Петросервис", позволил выделить следующие этапы в организации строительства скважин: подготовка; устройство вышки и оборудования; организация бурения; непосредственное бурение на месторождении; оборудование скважины трубами и ее укрепление; вскрытие пласта и проверка его на поток газа или нефти; обустройство для эксплуатации. Наиболее полно материалы по анализу рисков при строительстве скважин систематизированы в ПАО "Газпром", где в рамках действующего в настоящее время стандарта регламентирована процедура анализа и оценки технологических рисков строительства скважин в документе "Газпром 7.3-028-2014. Документы нормативные для строительства скважин. Методические рекомендации по проведению анализа риска строительства скважин". Рекомендации устанавливают единый порядок проведения анализа и оценки технологических рисков строительства скважин. Перечень мероприятий по локализации последствий или их предотвращению разрабатывается согласно действующему стандарту СТО Газпром 7.4-007-2011 "Документы нормативные для строительства скважин. Руководство по предупреждению аварий, осложнений и брака при строительстве скважин". Проведение опережающих мероприятий в рамках решения задач снижения аварийности и предупреждения осложнений при строительстве скважин должно выполняться на уровне специализированных проектных институтов и центров удаленного мониторинга буровых компаний или компаний недропользователей на основе анализа происшедших на объектах аварийных ситуаций и эффективности отраслевых мероприятий по их ликвидации и предупреждению в дальнейшем [6, 7].

Необходимые расчеты и режимы бурения выполняются с использованием программных продуктов, которые учитывают статистические зависимости и расчеты, полученные по соседним скважинам. Основные причины и факторы возникновения осложнений при бурении приведены на рис. 3.

Недостатком сложившейся практики работ проектного института с точки зрения снижения аварийности являются отсутствие онлайн-контроля и субъективный характер рекомендованных технических параметров, что становится критически важным при применении технологий промышленного интернета, больших данных и блокчейна, а также применении технологий виртуальной и дополненной реальности. Наиболее эффективным путем решения вышеописанных проблем является создание отраслевых центров удаленного мониторинга, которые функционируют в режиме 24/7 и осуществляют геологическое и технологическое сопровождение процесса строительства скважин. Вся информация, в том числе поступающая с датчиков, видеонаблюдения и др., подается в центр по корпоративным каналам связи, включая спутниковые, а также 4G- и 5G-промышленный интернет, и анализируется по ранее созданной в проектом институте виртуальной модели скважины.

Центр удаленного мониторинга бурения комплектуется горными инженерами, геологами, геофизиками, каждый из которых отвечает за свой фронт работ и может вести одновременно несколько объектов. Задача управления рисками при этом сводится к прогнозированию осложнений и аварий. Экономически целесообразнее предупредить возможные виды осложнений (прихваты, поглощения, газонефтеводо-

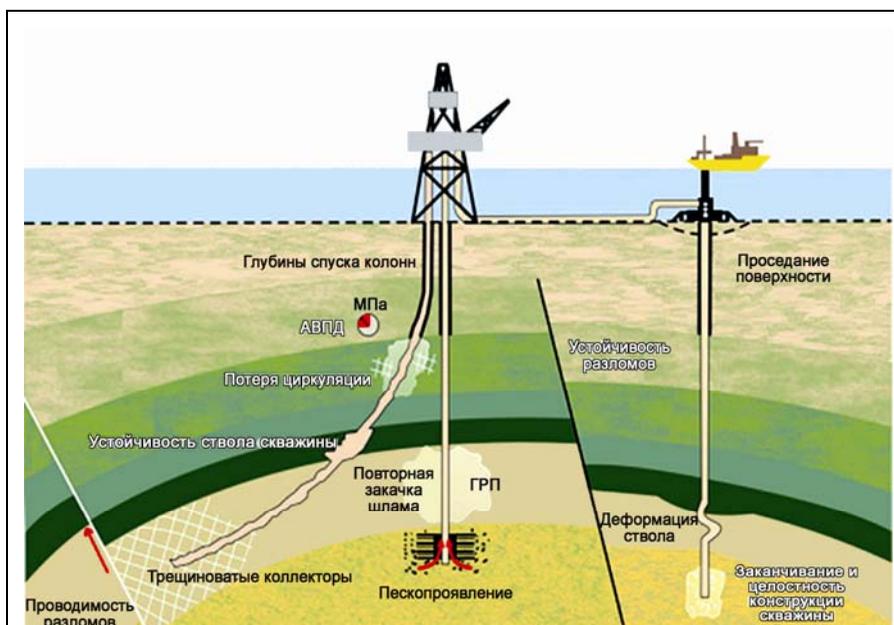


Рис. 3. Причины и факторы возникновения осложнений



Рис. 4. Различные виды аварий при строительстве скважин

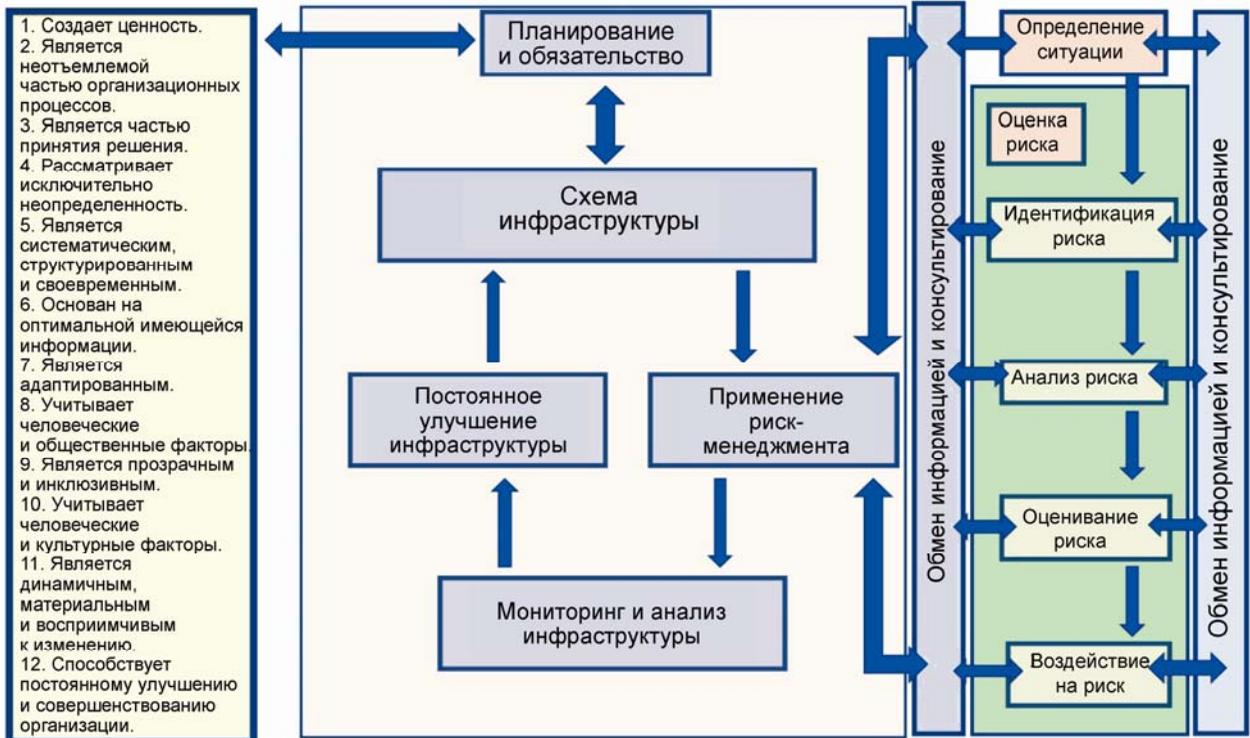


Рис. 5. Организация взаимосвязей при оценке рисков

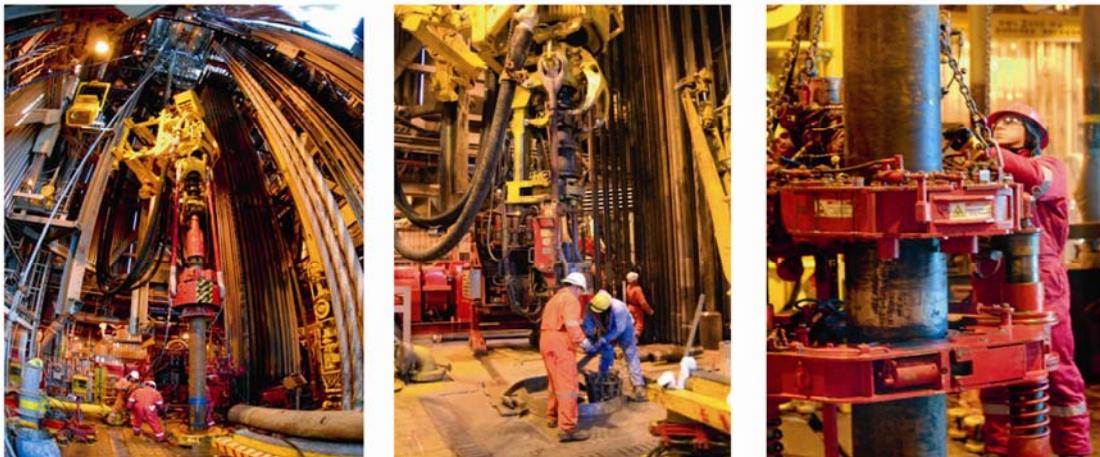


Рис. 6. Автоматизированный буровой комплекс проекта "Сахалин-2"

проявления и другое), чем ликвидировать их последствия и аварии (рис. 4).

В "Руководстве по безопасности" риск аварии определен как мера опасности, характеризующая возможность возникновения аварии на опасном производственном объекте и тяжесть ее последствий. Мероприятия, способствующие снижению риска аварий, повышают безотказность объекта, т. е. непосредственно влияют на надежность объекта. Основным количественным показателем риска аварии является технический риск – вероятность отказа технических устройств с последствиями определенного уровня (класса) за период функционирования опасного производственного объекта [8]. Общие рекомендации, взаимосвязи между принципами, инфраструктурой и процессом менеджмента риска, которые надо предусмотреть при создании автоматизированной системы предупреждения осложнений и аварийных ситуаций, представлены на рис. 5.

При определении и оценке рисков необходимо рассматривать цели организации системы оценки и воздействия на риск для всех заинтересованных сторон, участвующих в процессе строительства. Сегодня в России стандартами установлена методология и предлагается реализация процесса менеджмента риска с использованием различных методов. Выбор методов оценки рисков определяется факторами: объектом (человек, социальная группа, территория и т. п.); величиной потенциального ущерба (авария, катастрофа и др.); исходной детерминированной или статистической информацией; наличием базы знаний; правовыми и нормативными требованиями; опытом; мотивацией заинтересованных сторон и др. Показателями риска аварии являются индивидуальный риск, потенциальный территориальный риск (или потенциальный риск), коллективный риск, социальный риск, ожидаемый ущерб.

В соответствии с СТО Газпром 7.4-007 "Документы нормативные для строительства скважин. Руководство по предупреждению аварий, осложнений и брака при строительстве скважин" аварийные ситуации при строительстве скважин классифицируются:

- на инциденты (поломка, обрыв, смятие, самопроизвольное и неконтролируемое скручивание, прихват);
- аварии (фонтан, падение буровой вышки);
- осложнения (поглощения; газонефтеводопроявления (ГНВП), рапопроявления, самопроизвольное искривление ствола, нарушение целостности стенок скважины, осложнения в породах).

Соответственно, на этапе идентификации опасностей и предупреждения возможных осложнений и аварийных ситуаций на основе анализа исходных данных определяются:

- возможные опасности, факторы, причины и условия возникновения и реализации аварийных ситуаций по данным о геологическом разрезе;
- зоны потенциального риска реализации идентифицированных опасностей;

– возможные аварийные ситуации при строительстве скважин в идентичных природно-климатических и геологических условиях на основе статистических данных;

– возможные аварийные ситуации при строительстве скважин при выполнении различных технологических операций.

Для предупреждения осложнений и аварий предусматривается комплекс технологических приемов, которые проводятся при выявлении на ранней стадии развития за счет применения высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологий искусственного интеллекта. Такие системы находят применение в роботизированных и автоматизированных буровых комплексах (рис. 6).

Осложнения при проведении буровых работ

Основными видами осложнений при бурении (исходя из практики бурения) являются: прихваты буровой колонны в результате осыпей и обрушений неустойчивых пород, сужения ствола скважины осыпающимися породами; поглощения бурового раствора, ГНВП и рапопроявления. Доля этих осложнений составляет более 85 % от общего числа фиксируемых осложнений; при этом в годовом балансе доля затрат на их устранение составляет 5...25 % себестоимости добываемого продукта, согласно материалам открытой печати. Ключевыми осложнениями в многолетнемерзлых породах являются: растепление (разрушение) мерзлых стенок скважин; возникновение обвалов породы; некачественное цементирование скважин в толще мерзлых пород; смятие обсадных труб и др. Многообразие причин возникновения осложнений и их взаимосвязь требуют целого комплекса мероприятий по их предупреждению. Большинство причин действуют дифференцированно, т. е. являются следствием не одного, а развитием нескольких типов геологических осложнений [9].

По ряду причин нарушения технологического процесса и возникающие при этом осложнения нередко переходят в категорию аварий. Среди аварий основное место занимают прихваты бурового инструмента (в основном вследствие действия перепада давления в зоне проницаемых пород и заклинивания колонны буровых труб), а также смятие обсадных колонн из-за пластического течения горных пород. По статистике прихваты составляют 37 % от общего числа осложнений. Затраты времени на их ликвидацию составляют почти 50 % от времени на ликвидацию всех осложнений и серьезно влияют на экономику процессов бурения.

Согласно мировой статистике, газонефтеводопроявления при бурении в сложных условиях связаны с проблемами устойчивости ствола скважины. Осложнения, связанные с устойчивостью стенок скважин, могут

приводить к ГНВП, потере циркуляции, обвалам, прихватам, потерям инструмента и оборудования, а также необходимости перебуривания скважины.

Аварийные ситуации, связанные с поглощением бурового раствора, обусловлены перетоком бурового раствора из ствола скважины в горную породу. Ликвидация осложнений в виде поглощений зависит от метода оценки причины возникновения поглощения и выбора наиболее подходящего способа её устранения. Успешность применения технологий для ликвидации осложнений составляет менее 30 % и эффективность связана с возможностью раннего инструментального обнаружения.

Информационное обеспечение обустройства скважин

Важным элементом строительства является проведение геолого-технологических исследований (ГТИ), которые проводятся в процессе строительства скважины в реальном масштабе времени. Работы проводятся с момента начала бурения и завершаются испытаниями с использованием штатной фонтанной арматуры, и в процессе окончания строительства обеспечивают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе строящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-ёмкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами геофизических исследований скважин (ГИС) выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

Для непрерывного контроля и анализа проведения работ в связи с отсутствием инфраструктуры хорошо зарекомендовали себя беспроводные системы телеметрии на основе сенсорных сетей и энергообеспечение систем автоматизации на базе возобновляемых источников энергии (ветрогенерация, солнечная энергетика и др.). В этом режиме параметры разработки регистрируются автоматически с помощью датчиков, монтируемых непосредственно на территории буровой платформы, и относятся в основном к технологическому оборудованию. Однако для современного подхода построения высокопроизводительных систем предупреждения и мониторинга технологических процессов этого уже недостаточно в связи с необходимостью предиктивного управления и увеличения объемов информации, а также геолого-информационного сопровождения стадий строительства и эксплуатации процесса обустройства, охватывающего уже все элементы контроля и исследования в полном объеме, включая анализ керна и компонентный состав газа и нефти, акустический контроль ствола скважины на предмет утечек и качества цементирования, физи-

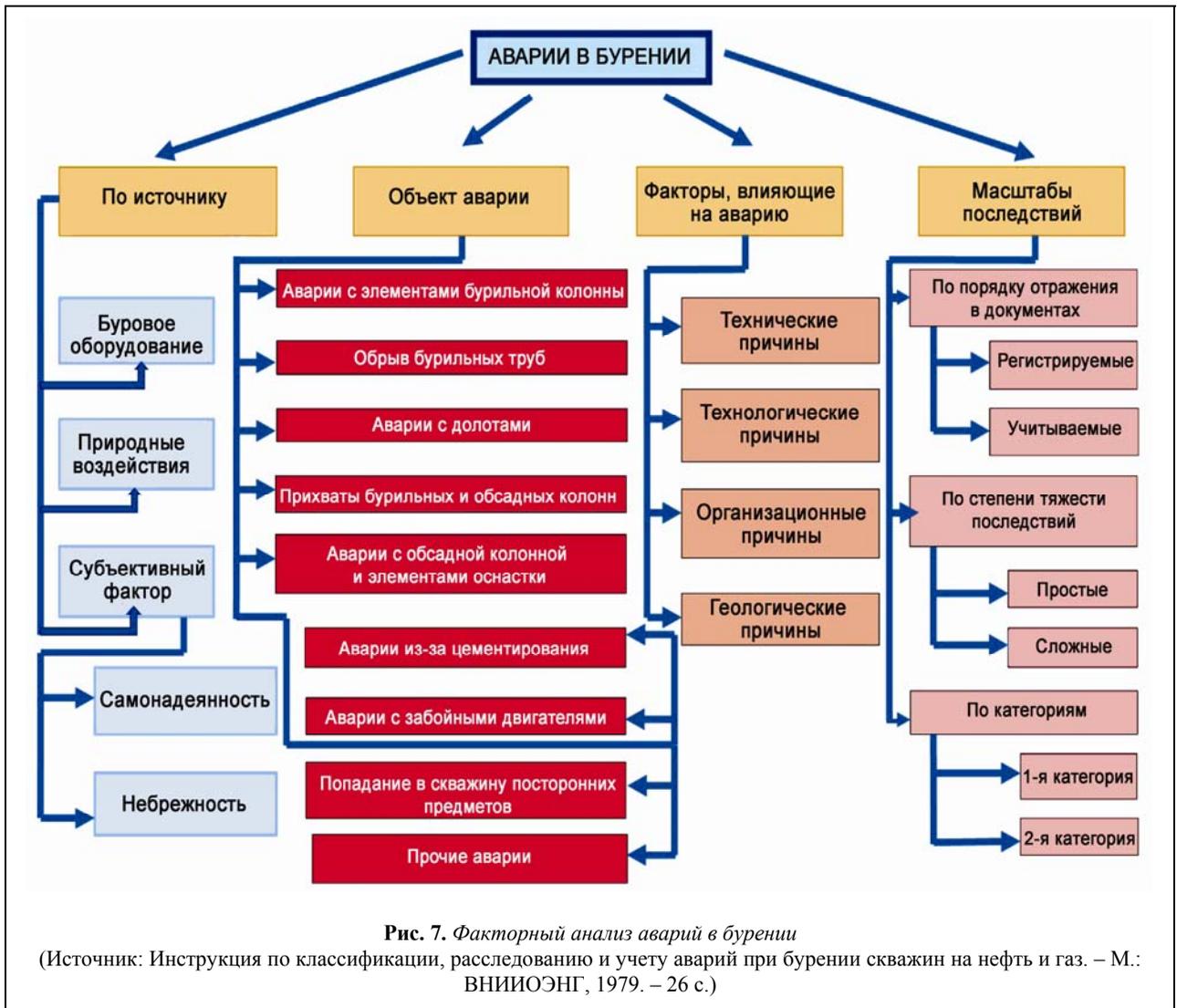
ческих характеристик потока углеводородного сырья и управление испытанием завершеного строительством объекта, возможность обеспечения навигации скважины со сложной траекторией, горизонтальное бурение [9]. Изменения объемов информационного обеспечения для основных типов управления скважинами приведены в таблице [10, 11].

Одной из основных целей геолого-технологических исследований являются: обеспечение безопасности в процессе бурения и строительства скважин в целом, а также возможность анализа технологических параметров скважины в различных режимах. Анализ рынка основных отечественных производителей станций ГТИ показывает, что основной проблемой в этой области является отсутствие отечественного базового программного обеспечения (ПО) [12]. В рамках геологического сопровождения для обеспечения наиболее полной информации предупреждения развития нештатных ситуаций непосредственно на буровой появляется также возможность проведения комплексного экспресс-анализа отобранного при бурении шлама с привязкой по глубинам, для которых был произведен анализ. Получение информации в режиме реального времени и предпринимаемые на её основе корректировки режимов проходки и отбора продукции помогают своевременно исключить неблагоприятные факторы, способные повлиять на дальнейшую разработку и эксплуатацию скважины, используя имеющиеся архивы разработки.

Геолого-технологические исследования при построении цифровых месторождений проводятся с целью контроля в режиме реального времени жизненного цикла строительства и эксплуатации скважины и включают такие исследования, как газовый каротаж, петрофизические исследования, выделение в разрезе нефтегазоперспективных пластов-коллекторов, изучение фильтрационно-ёмкостных свойств и характера насыщения по разрезу, экспрессное опробование. Для решения комплексных задач обустройства с учетом построения цифровой модели месторождения они должны быть оснащены также оборудованием систе-

Объемы информационного обеспечения для скважины [10, 11]

Параметр	Типовая скважина	Цифровая скважина с точечными сенсорами	Цифровая скважина с распределенными сенсорами
Число датчиков (сенсоров), шт.	До 5	10...50	<50000
Размещение	Устье	Устье, забой	По стволу, от устья до забоя
Тип информации	Аналоговый	Аналоговый/цифровой	Цифровой
Тип передачи информации	Аналоговый	Цифровой	Цифровой
Объем информации	Килобайты	Мегабайты	Гигабайты
Телеметрия	Нет	Элементы	Полный контроль
Системы ИИ	Нет	Нечеткая логика	ИИ, САУ, интеллектуальные агенты, виртуальные среды
Система принятия решений (Decision Support System)	Ручное	Отдельные элементы АСУ	Безлюдная, интеллектуальная СПП



мы сбора, обработки, анализа и передачи больших объемов данных; иметь в составе рабочие места инженера-геолога и инженера по геоданным, мониторы контроля бурения и обустройства: контроля видео с видеокamer, сопоставления данных ГИС и ГТИ, расчета геологических давлений, газовых флюидных коэффициентов, контроля ГНВП, вибрационных нагрузок, аварийных сигналов, времени отставания, расчетных и фактических режимов, серверов баз данных, контроля емкостей и режимов, мониторинга спуско-подъемных операций (СПО) и времени операций, контроля очистки ствола скважины, а также систему непрерывного мониторинга технологического бурового оборудования, насосов и ёмкостного парка, оснащенных различными датчиками (порядка 50...100 шт.), в том числе: датчиками оборотов лебедки, скорости вращения ротора, тензометрическими датчиками крутящего момента, натяжения каната, уровней бурового раствора, температуры и давления, расхода, стационарными и переносными датчиками содержания газов взрывоопасной смеси, а также оборудование для мониторинга контроля стабильности ствола скважины в виде шламовзвешивающих машин

на вибросито; устройства световой и звуковой сигнализации и интегрированной системы видеорегистрации и безопасности работ на буровой. Проводимая ранняя диагностика отклонений от проектных показателей разработки в автоматизированном режиме способна обеспечить технологическую и экологическую безопасность персонала и оборудования на всех стадиях строительства. Анализ источников, объектов и факторов, влияющих на масштабы аварии, приведен на рис. 7.

Программное обеспечение станции должно иметь адаптированные для специфических условий бурения модули для расчета геологических давлений непосредственно на площадке, позволяющие обеспечивать: обнаружение и прогнозирование зон аномально высокого/низкого пластового давления; расчет и анализ скорректированной *d*-экспоненты и/или Sigmalog; анализ данных или каротажа во время бурения: акустический каротаж, электрокаротаж, термометрия, плотнометрия и другие; обеспечивать выбор линии нормального уплотнения глин; применение различных методик расчета давлений, таких как метод отношений, методы Итона, Дайни, Хьюберта и Виллиса; анализ и расчет порового давления в процессе бурения



Рис. 8. Полномасштабный буровой симулятор DrillSim-5000



Рис. 9. Рабочее место оператора буровой платформы. Проект "Сахалин-2"

ния (градиент и давление), давления гидроразрыва (градиент и давление) и горного давления (градиент и давление); анализ фоновых газопоказаний, газов наращивания, СПО и т. д.; обнаружение и определение причин появления обвального шлама; анализ буровых событий, параметров бурения, признаков нестабильности ствола скважины, затяжек/посадок; потери давления в процессе бурения; эквивалентную циркуляционную плотность (ЭЦП); максимальную скорость СПО с учетом эффекта поршневания/свабирования.

Станция ГТИ должна включать защищенную цифровую платформу с выходом в Интернет. Информационная платформа служит для загрузки, хранения, просмотра и обмена данными, получаемыми на буровой площадке (суточные отчеты и других сервисных компаний, буровая и геологическая информация и т. д.). При необходимости на базе/в офисе заказчика устанавливается система на выделенном сервере с применением соответствующего ПО. В оборудование станции ГТИ входит также интегрированная система для передачи данных бурения и геологической информации в режиме реального времени; литологических данных в графическом и текстовом форматах и данных по процентному содержанию шлама. Все данные по пробуренным скважинам хранятся по требованию заказчиков на станциях длительное время после завершения работ. Ряд контролируемых параметров и задач, приведенных выше, уже обеспечен в применяемых сервисными компаниями при обустройстве скважин отечественных станциях геолого-технологических исследований (СГТИ) типа "Разрез-2", "Геотест-5", "Геоконтроль" и др.

Современный уровень решения задач по безаварийной проводке скважин предполагает обоснованный выбор оптимальных организационно-технологических решений, призванных обеспечить минимальную вероятность возникновения любых осложнений и аварий. Существует достаточно обширный конструктивный материал, регламентирующий методы и способы борьбы практически со всеми известными видами осложнений и аварий, включая внутрикorporативные инструкции и стандарты. Выявление и моделирование явлений, процессов и событий, способных

инициировать аварийные ситуации при строительстве скважин, являются основным инструментом выполнения безаварийного бурения. Прогнозирование изменений потока отказов основывается на инженерном опыте (экспертным путем) или путем имитации на основе нейросетей. Модель объекта системы строится в соответствии с поставленной целью исследования, выбранными показателями надежности и особенностями строительства, функционирования и технического обслуживания объекта. Необходимость в группировании (классификации) аварийных ситуаций и осложнений является сегодня актуальной задачей и определяется на основании компетенций и возможностей заказчика.

Искусственный интеллект (ИИ) уже широко применяется в упрощении сложных процедур принятия решений при строительстве и предполагает использование сложных сетевых инструментов и алгоритмов для решения многогранных проблем бурения. Полномасштабный буровой симулятор DrillSim-5000 приведен на рис. 8, а автоматизированное рабочее место оператора буровой платформы проекта "Сахалин-2" – на рис. 9.

Построение алгоритма предупреждения аварий и осложнений обеспечивается за счет разработки метода нахождения оптимальной конфигурации сети для выполнения достоверного прогноза аварийной ситуации на базе модели искусственной нейронной сети (ИНС). Чтобы добиться высокой производительности при внедрении алгоритмов машинного обучения, ИНС используют множество взаимосвязей между элементарными ячейками вычислений – искусственными нейронами (ИН), с учетом взаимосвязей, между которыми образуется ИНС. В процессе обучения системы исходные геолого-технологические данные преобразуются к виду, в котором их можно подать на вход ИНС и получить результат. Устройства и программное обеспечение, основанные на вышеупомянутых инструментах ИИ, разрабатывались для сокращения технологических пробелов, препятствующих автоматизированному выполнению и мониторингу ключевых операций при моделировании коллектора,

операций по бурению и заканчиванию скважин, включая распознавание сейсмических диаграмм, характеристик продуктивного коллектора и сопоставление истории, прогнозирования проницаемости и пористости, *PVT*-анализа, диагностики буровых долот, поддержки принятия решений в критических ситуациях и дорогих операциях бурения и строительства нефтяных и газовых скважин.

В рамках работы выполнено построение модели ИНС глубокого обучения, созданы модели и определена оценка качества (сходимости) результата, в том числе:

- регрессионного анализа данных скважин, на основе которой выполняется прогнозирование интенсивности поглощения буровой промывочной жидкости;
- классификации, направленной на прогнозирование прихватов.

Обучение моделей проводилось итеративно, на небольших пакетах геолого-технологических данных, что дало возможность осуществлять обучение на наборах данных произвольного размера. Основой такого подхода является преимущество глубокого обучения с разделением на следующие категории: простота, масштабируемость, а также гибкость и готовность к многократному использованию. Принятая за основу концепция является легко адаптируемой к различным технологическим процессам и показывает высокую эффективность при работе в нестандартных ситуациях, а также при наличии цифровых моделей, апробированных на объектах-аналогах.

Построение автоматизированного управления потребовало решить несколько групп ключевых задач:

- Определение и классификация аварийных ситуаций, алгоритм предсказания и предотвращения которых наиболее адаптирован к использованию нейросетевых технологий, с точки зрения зависимостей параметров и имеющегося архива ретроспективных данных бурения и строительства скважин. Выявление зависимостей и корреляций между регистрируемыми параметрами, являющимися базовыми рецепторами для нейросетевой модели, для определения вероятности аварии на реагирующем слое;
- Разработка методов и их программная реализация для каждого типа аварии. Разработка технологии облачных вычислений;
- Адаптация системы защиты информации по технологии блокчейн во избежание искажения входных данных;
- Тестирование и адаптация разработанного программного обеспечения, достижение сходимости результатов на основании данных для определенного месторождения.

Внедрение технологий ИИ при принятии решений по бурению направлено на обеспечение контроля буровых работ как составной части безопасного технологического процесса, предоставление лицам, принимающим решения, точной оперативной информации о состоянии бурения скважины в реальном масштабе времени с учетом ретроспективной информации с ка-

чественными оценками тенденций изменения и инженерным опытом (экспертные методы) [12, 13]. При этом одним из инновационных направлений повышения эффективности производственной деятельности нефтегазовых компаний является интеграция организационных, технических и технологических решений на основе перспективных ИТ-платформ и решений, внедрения технологий ИИ. К базовым элементам можно отнести создание интеллектуальных технологий интерпретации геологических и геофизических данных, ИТ-инструменты для проактивного управления процессом бурения скважин, создание современных интерактивных сред для удаленной инженерной коммуникации в режиме реального времени. В связи с этим необходимо отметить уже достигнутые результаты ПАО "Газпром нефть" при создании собственной программной платформы для бурения ЭРА.ПИК, функционирование единого Центра управления бурением (ЦУБ) "Геонавигатор", системно проводимых работ по формированию моделей современных интеллектуальных скважин и месторождений, автоматизированных буровых установок в Научно-техническом центре Компании.

Центры управления бурением группы компаний ПАО "Газпром", а также других отечественных нефтегазовых компаний являются прототипами организационно-технических структур, где в качестве базовых элементов должны внедряться автоматизированные системы предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин.

Выводы

Интеграция предиктивной аналитики (на основе современных компьютерных технологий) с результатами опыта строительства объектов месторождения, возможности инструментов искусственного интеллекта позволяют обеспечить улучшение мониторинга динамического процесса бурения и эксплуатации, организацию процесса безаварийной производственной деятельности в нефтегазовой отрасли. Полученные при исследовании результаты будут использованы в рамках формирования предложений по созданию автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства высокотехнологичных нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей цифровых месторождений.

Статья подготовлена по результатам работ, выполненных в рамках государственного задания по темам: "Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)" № АААА-А19-119013190038-2.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Цифровая модернизация нефтегазовой отрасли: состояние и тренды / Л.А. Абукова, А.Н. Дмитриевский, Н.А. Ере-*

мин, А.Д. Черников // Датчики и системы. – 2017. – № 11 (219). – С. 13–19.

2. Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E. On the issue of the application of wireless decisions and technologies in the digital oil and gas production // *Actual Problems of Oil and Gas*. – 2019. – Issue 2 (25). – DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art11

3. Столяров В.Е., Еремин Н.А. Оптимизация процессов добычи газа при применении цифровых технологий // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2018. – № 6. – С. 54–61. – DOI: 10.30713/2413-5011-2018-6-54-61

4. Цифровые газовые скважины: состояние и перспектива / В.Е. Столяров, Н.А. Еремин, Ал.Н. Еремин, И.К. Басниева // *Нефтепромысловое дело*. – 2018. – № 7. – С. 48–55. – DOI: 10.30713/0207-2351-2018-7-48-55

5. Еремин Н.А., Столяров В.Е. Газовая скважина как ключевой объект цифрового месторождения // *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*. – 2019. – № 9 (554). – С. 5–14. – DOI: 10.33285/0132-2222-2019-9(554)-5-14

6. David Hughes J. *Drilling Deeper: A Reality Check on U.S. Government Forecast for a Lasting Tight Oil & Shale Gas Boom*. – Santa Rosa, CA: Post Carbon Institute, 2014. – 308 p.

7. Malanichev A. *Limits of Technological Efficiency of Shale Oil Production in the USA // Foresight and STI Governance*. – 2018. – Vol. 12, No 4. – P. 78–89. – DOI: 10.17323/2500-2597.2018.4.78.89

8. Математические модели и методики обеспечения приемлемых рисков информационно-измерительных и управляющих систем транзитных газопроводов / В.В. Алексеев, С.И. Гавриленко, А.Н. Панов, В.Е. Столяров. – СПб.: Изд-во СПбГЭТУ "ЛЭТИ", 2016. – 160 с.

9. Особенности цифровой трансформации активов при реализации инвестиционных нефтегазовых проектов / Н.А. Еремин, М.А. Королев, А.А. Степанян, В.Е. Столяров // *Газовая пром-сть*. – 2019. – № 4 (783). – С. 108–119.

10. Еремин Ал.Н. О типах и видах умных скважин // *Газовый бизнес*. – 2013. – № 6. – С. 78–81.

11. Еремин Н.А., Еремин Ал.Н. Современное состояние и перспективы развития интеллектуальных скважин // *Нефть. Газ. Новации*. – 2015. – № 12. – С. 51–54.

12. Еремин Н.А., Сарданашвили О.Н. Инновационный потенциал цифровых технологий // *Актуальные проблемы нефти и газа*. – 2017. – № 3 (18). – DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2017-18.art13

13. Цифровизация технологий добычи газа / В.Е. Столяров, И.К. Басниева, Н.А. Еремин [и др.] // *Актуальные проблемы нефти и газа*. – 2018. – № 2 (21). – DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art10

1. Tsifrovaya modernizatsiya neftegazovoy otrasli: sostoyaniye i trendy / L.A. Abukova, A.N. Dmitriyevskiy, N.A. Eremin, A.D. Chernikov // *Datchiki i sistemy*. – 2017. – № 11 (219). – С. 13–19.

2. Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E. On the issue of the application of wireless decisions and technologies in the digital oil and gas production // *Actual Problems of Oil and Gas*. – 2019. – Issue 2 (25). – DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art11

3. Stolyarov V.E., Eremin N.A. Optimizatsiya protsessov dobychi gaza pri primenenii tsifrovyykh tekhnologiy // *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. – 2018. – № 6. – С. 54–61. – DOI: 10.30713/2413-5011-2018-6-54-61

4. Tsifrovyye gazovyye skvazhiny: sostoyaniye i perspektiva / V.E. Stolyarov, N.A. Eremin, Al.N. Eremin, I.K. Basniyeva // *Neftepromyslovoye delo*. – 2018. – № 7. – С. 48–55. – DOI: 10.30713/0207-2351-2018-7-48-55

5. Eremin N.A., Stolyarov V.E. Gazovaya skvazhina kak klyuchevoyy ob'ekt tsifrovogo mestorozhdeniya // *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*. – 2019. – № 9 (554). – С. 5–14. – DOI: 10.33285/0132-2222-2019-9(554)-5-14

6. David Hughes J. *Drilling Deeper: A Reality Check on U.S. Government Forecast for a Lasting Tight Oil & Shale Gas Boom*. – Santa Rosa, CA: Post Carbon Institute, 2014. – 308 p.

7. Malanichev A. *Limits of Technological Efficiency of Shale Oil Production in the USA // Foresight and STI Governance*. – 2018. – Vol. 12, No 4. – P. 78–89. – DOI: 10.17323/2500-2597.2018.4.78.89

8. Matematicheskiye modeli i metodiki obespecheniya priyemlemykh riskov informatsionno-izmeritel'nykh i upravlyayushchikh sistem tranzitnykh gazoprovodov / V.V. Alekseyev, S.I. Gavrilenko, A.N. Panov, V.E. Stolyarov. – SPb.: Izd-vo SPbGETU "LETI", 2016. – 160 s.

9. Osobennosti tsifrovoy transformatsii aktivov pri realizatsii investitsionnykh neftegazovykh proyektov / N.A. Eremin, M.A. Korolev, A.A. Stepanyan, V.E. Stolyarov // *Gazovaya prom-st'*. – 2019. – № 4 (783). – С. 108–119.

10. Eremin Al.N. O tipakh i vidakh umnykh skvazhin // *Gazovyy biznes*. – 2013. – № 6. – С. 78–81.

11. Eremin N.A., Eremin Al.N. Sovremennoye sostoyaniye i perspektivy razvitiya intellektual'nykh skvazhin // *Neft'. Gaz. Novatsii*. – 2015. – № 12. – С. 51–54.

12. Eremin N.A., Sardanashvili O.N. Innovatsionnyy potentsial tsifrovyykh tekhnologiy // *Aktual'nyye problemy nefiti i gaza*. – 2017. – № 3 (18). – DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2017-18.art13

13. Tsifrovizatsiya tekhnologiy dobychi gaza / V.E. Stolyarov, I.K. Basniyeva, N.A. Eremin [i dr.] // *Aktual'nyye problemy nefiti i gaza*. – 2018. – № 2 (21). – DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art10

Н.А. Еремин^{1,2}, д-р техн. наук, профессор
e-mail: ermn@mail.ru,

А.Д. Черников¹, канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник
e-mail: cha60@mail.ru,

О.Н. Сарданашвили¹, канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник
e-mail: o.sardan@mail.ru,

В.Е. Столяров^{1,3}, научный сотрудник
e-mail: vbes60@gmail.com

N.A. Eremin^{1,2}, Dr. of tech. sci., Professor
e-mail: ermn@mail.ru,

A.D. Chernikov¹, Cand. of tech. sci., leading researcher
e-mail: cha60@mail.ru,

O.N. Sardanashvili¹, Cand. of tech. sci., leading researcher
e-mail: o.sardan@mail.ru,

V.E. Stolyarov^{1,3}, researcher
e-mail: vbes60@gmail.com

¹ФГБУН "Институт проблем нефти и газа РАН" 117971, РФ, г. Москва, ул. Губкина, 3;

²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина 119991, РФ, г. Москва, Ленинский просп., 65;

³НТЦ ПАО "Газпром" 117997, РФ, г. Москва, ул. Наметкина, 16

¹Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences 3, Gubkin str., Moscow, 117971, Russian Federation;

²National University of Oil and Gas "Gubkin University" 65, Leninsky prosp., Moscow, 119991, Russian Federation;

³Scientific Technical Center of PJSC "Gazprom" 16, Nametkin str., Moscow, 117997, Russian Federation