



9(566).2020

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

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

Automation,
telemechanization
and communication
in oil industry



ПОЗДРАВЛЯЕМ!

*С Днем работника
нефтяной, газовой и топливной промышленности!
Желаем крепкого здоровья, счастья и благополучия,
творческих и производственных успехов!*

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

АВТОМАТИЗАЦИЯ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ И СВЯЗЬ

В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

AUTOMATION, TELEMCHANIZATION
AND COMMUNICATION
IN OIL INDUSTRY



При участии ОАО "ВНИИОЭНГ"

9(566) • 2020

МОСКВА • ГУБКИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

АВТОМАТИЗАЦИЯ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ И СВЯЗЬ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Научно-технический журнал

Основан в 1973 г.

Выходит 12 раз в год

№ 9(566)

Сентябрь 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, 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;

Гуревич М.С. – член Наблюдательного Совета ООО "Инфра-

красные и микроволновые системы", действительный

член РМА, г. Москва;

Джавадов Н.Г. – д-р техн. наук, профессор, акад. Между-

народной и Азербайджанской Инженерной Академии,

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 МА АО "Институт геологии и разработки горючих ме-

сторождений" ПАО "НК "Роснефть", г. Москва;

Кениг Е.Я. – профессор, зав. кафедрой Университета Падер-

борн, Германия;

Кизина И.Д. – канд. техн. наук, зам. ген. директора

ОАО "Нефтеавтоматика" – директор Департамента

разработки и внедрения ИАСУ, г. Уфа;

Костогрызов 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;

Поздняков А.П. (зам. главного редактора) – д-р техн. наук,

профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

г. Москва;

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, ВНИИР – филиал ФГУП "ВНИИМ

им. Д.И. Менделеева", г. Казань.

СОДЕРЖАНИЕ

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ, АВТОМАТИЗАЦИИ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ И СВЯЗИ

Биккулов В.Ш., Кондаков А.В. Погрешность измерений массы нефти и нефтепродуктов при хранении с учетом влияния погрешности средств измерений уровня 5

Сафонов А.В., Сладовский А.Г., Домостроев А.В., Чураева М.А. Совершенствование измерений плотности сжиженного природного газа 8

Петров В.Н., Сопин В.Ф., Ахметзянова Л.А., Петрова Я.С., Илюшин О.В. Эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей 13

ИНФОРМАЦИОННЫЕ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ, ЭКСПЕРТНЫЕ, ОБУЧАЮЩИЕ СИСТЕМЫ

Еремин Н.А., Столяров В.Е., Шулятиков В.И. Применение управляющих комплексов на нефтегазовых месторождениях 17

Решетников И.С., Кузнецов А.Ю., Чиглинец А.А. Система управления потоками ремонтных работ на объектах нефтегазовой отрасли 30

Скумай Д.Н., Напрушкин А.А., Рымшин А.Н. Автоматизация учета трудозатрат производственных подразделений в научно-проектном нефтегазовом институте 38

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Апасов Т.К., Шаталова Н.В., Шаталов А.В. Обоснование эффективности виброволновой технологии воздействия на призабойную зону пласта 44

Рагимова М.С. Оптимальное проектирование сварного соединения элементов морских гидротехнических сооружений 50

AUTOMATION, TELEMECHANIZATION AND COMMUNICATION IN OIL INDUSTRY

Scientific-Technical Journal
Founded in 1973

September 2020

№ 9(566)

12 issues per year

CONTENTS

MEASURING, AUTOMATION, TELEMECHANIZATION AND COMMUNICATION FACILITIES

- Bikkulov V.Sh., Kondakov A.V.** Accuracy of mass measurements of oil and petroleum products during storage, taking into account the influence of the error of level measuring instruments 5
- Safonov A.V., Sladovskiy A.G., Domostroeov A.V., Churaeva M.A.** Improvement of liquefied natural gas density measurements 8
- Petrov V.N., Sopin V.F., Akhmetzyanova L.A., Petrova Ya.S., Ilyushin O.V.** The standard unit mass flow rate of gas-liquid mixtures 13

INFORMATIONAL, MEASURING, EXPERT, EDUCATIONAL SYSTEMS

- Eremin N.A., Stolyarov V.E., Shulyatikov V.I.** Use of control systems in oil and gas fields 17
- Reshetnikov I.S., Kuznetsov A.Yu., Chiglintsev A.A.** Control system of repair works flows at the objects of oil and gas industry 30
- Skumay D.N., Napryushkin A.A., Rymshin A.N.** Production departments work-hours tracking automation in a research and design oil-and-gas institute 38

MATHEMATICAL MODELING AND SOFTWARE

- Apasov T.K., Shatalova N.V., Shatalov A.V.** Substantiation of the efficiency of the vibrowave technology of impact on a bottomhole oil formation zone 44
- Ragimova M.S.** Optimum design of welded joints of marine hydrotechnical structures elements 50

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

EDITORIAL BOARD:

- Abramov G.S. (Chief Editor)** – Dr. of econ. 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;
- 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;
- Kuznyakov 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;
- Pozdnyakov A.P. (Deputy-Chief editor)** – Dr. of tech. sci., Professor, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow;
- 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, VNIIM-VNIIR, 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,
atsoil@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 13.08.2020 г.
Формат 84×108^{1/16}.
Усл. печ. л. 5,88. Уч.-изд. л. 6,0.
Тираж 1500 экз.
Цена свободная.

Печатно-множительная база:
ИП Терентьева Ю.Б.
115551, г. Москва, Шипиловский пр., д. 43,
корп. 2.

При перепечатке материала ссылка на издание
обязательна.

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

- Мартынов В.Г. – Ректор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р экон. наук, профессор, академик РАО, председатель совета
- Максименко А.Ф. – Проректор по научной и международной работе РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, заместитель председателя 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, 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, 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. – Руководитель проекта ПАО "НК "Роснефть", д-р техн. наук, профессор, главный редактор журнала "Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море" (по согласованию)
- Гируц М.В. – Декан факультета научно-педагогических кадров и кадров высшей квалификации РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р хим. наук, доцент
- Голунов Н.Н. – Проректор по дополнительному профессиональному образованию РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. техн. наук, доцент
- Гриняев С.Н. – Декан факультета комплексной безопасности ТЭК РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор
- Дедов А.Г. – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р хим. наук, профессор, академик РАН, главный редактор журнала "Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина"
- Ивановский В.Н. – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, главный редактор журнала "Территория Нефтегаз"
- Кершенбаум В.Я. – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, 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"
- Мещеряков С.В. – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, заместитель главного редактора журнала "Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе"
- Мурадов 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"
- Поздняков А.П. – Профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, заместитель главного редактора журнала "Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности"
- Постникова О.В. – Декан факультета геологии и геофизики нефти и газа РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р геол.-минерал. наук, профессор
- Мельгунов В.Д. – Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р юр. наук, профессор
- 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)
- Телегина Е.А. – Декан факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р экон. наук, профессор, член-корреспондент РАН
- Туманян Б.П. – Профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, главный редактор журналов "Химия и технология топлив и масел", "Технологии нефти и газа", "Промышленный сервис"

ПРИМЕНЕНИЕ УПРАВЛЯЮЩИХ КОМПЛЕКСОВ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Н.А. Еремин^{1,2}, В.Е. Столяров^{1,3}, В.И. Шулятиков⁴

¹ФГБУН "Институт проблем нефти и газа РАН", ²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ³НТС ПАО "Газпром", ⁴ООО "Газпром ВНИИГАЗ")

В настоящее время имеется реальная возможность в ведущих нефтегазовых компаниях России обеспечить переход к цифровым технологиям для создания систем управления скважинами и управляющих комплексов на нефтегазовых месторождениях. Это возможно в результате внедрения технологий больших геоданных, интеграции промышленных платформ, блокчейна, машинного обучения, искусственного интеллекта и нейросетей, нефтегазового интернета вещей, современных каналов сбора и передачи информации для создания систем предупреждения осложнений и повышения эффективности разработки месторождений, находящихся на стадии падающей добычи.

Приведены особенности эксплуатации месторождений на стадии падающей добычи, показаны отечественные и зарубежные примеры пневматических управляющих комплексов, преимущества применения оптоволоконных систем для получения геолого-технологической информации для использования в системах моделирования и интеллектуального управления скважинами. Лучшие мировые практики показали эффективность применения принципов цифрового интеллектуального месторождения на нефтегазовых объектах, что обеспечивает увеличение извлекаемых запасов нефтегазодобычи при эксплуатации не менее 10 %, уменьшение времени простоев скважин порядка 50 % от начального уровня и сокращение операционных затрат порядка 10...25 %.

Ключевые слова: цифровая экономика; цифровизация; интеллектуализация; мониторинг; нефтегазоносные пласты; месторождения; скважины; автоматизированные системы; управление; оптикализация; квантовизация; управляющие комплексы; добыча; волоконно-оптические технологии; моделирование; информация.

USE OF CONTROL SYSTEMS IN OIL AND GAS FIELDS

N.A. Eremin^{1,2}, V.E. Stolyarov^{1,3}, V.I. Shulyatnikov⁴

¹Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences, ²National University of Oil and Gas "Gubkin University", ³NTC of PJSC "Gazprom", ⁴LLC "Gazprom VNIIGAZ")

Currently there exists a real opportunity for the leading oil and gas companies in Russia to ensure the transition to digital technologies for creating well management systems and control complexes at oil and gas fields. This is possible as a result of the introduction of Big Geo-Data technologies, the integration of industrial platforms, blockchain, machine learning, artificial intelligence and neural networks, the Petroleum Internet of things, modern channels for collecting and transmitting information to create systems for preventing complications, accidents and increasing the efficiency of developing fields at the stage of declining production.

Some features of fields operation at the stage of declining production are given, domestic and foreign examples of pneumatic control systems are shown, advantages of using fiber-optic systems for obtaining geological and technological information for use in the modeling systems and intelligent well management are shown. The best world practices have proved the effectiveness of applying the principles of a "digital" intelligent field at oil and gas facilities, which provides an increase of the recoverable reserves of oil and gas production during operation by at least 10 %, reducing wells downtime by about 50 % from the initial level and operating costs by about 10...25 %.

Keywords: digital economy; digitalization; intellectualization; monitoring; oil and gas reservoirs; fields; wells; automated systems; management; opticalization; quantization; control systems; production; fiber-optic technologies; modeling; information.

Введение

Особенностью развития нефтегазовой отрасли в России являются геологическая концентрация и территориальная удаленность разведанных запасов на уникальных и крупных месторождениях, что определило "очаговое" освоение этих регионов. Следствием

длительной эксплуатации, наличием технологических и геологических ограничений являются сокращение объемов добычи легкой нефти и газа, а также высокая себестоимость продукции на завершающей стадии эксплуатации месторождений. В связи с этим имеются существенные риски, что в ближайшее время наступит значительное падение добычи в пиковые

нагрузки в связи с отсутствием эффективных заделов для системного развития цифровых интеллектуальных индустрий для технологического прорыва отрасли, а также высокой себестоимости продукции по имеющимся в отрасли технологиям добычи [1].

Эти причины требуют кардинального пересмотра старой парадигмы критериев разработки месторождений нефти и газа, которая базировалась на максимизации полноты извлечения ресурсов и минимизации издержек на процессы их добычи и не требовала значительной информационной поддержки для обеспечения разработки и эксплуатации месторождений. Как указывалось ранее [1], эволюция систем управления производственными процессами происходила в течение достаточно длительного периода пропорционально росту сложности решаемых задач при управлении технологическими процессами на объектах добычи, хранения и переработки. Зависимость этих процессов от сложности системы по применению и назначению представлена на рис. 1.

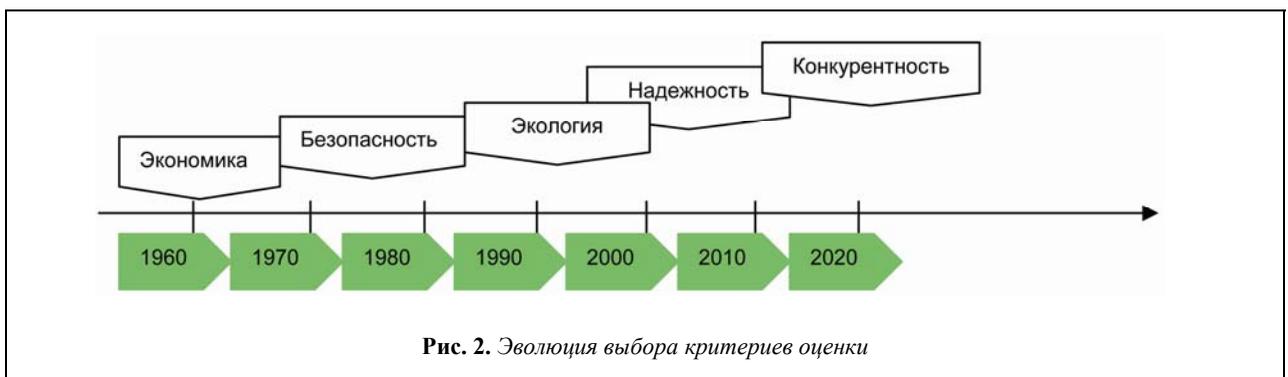
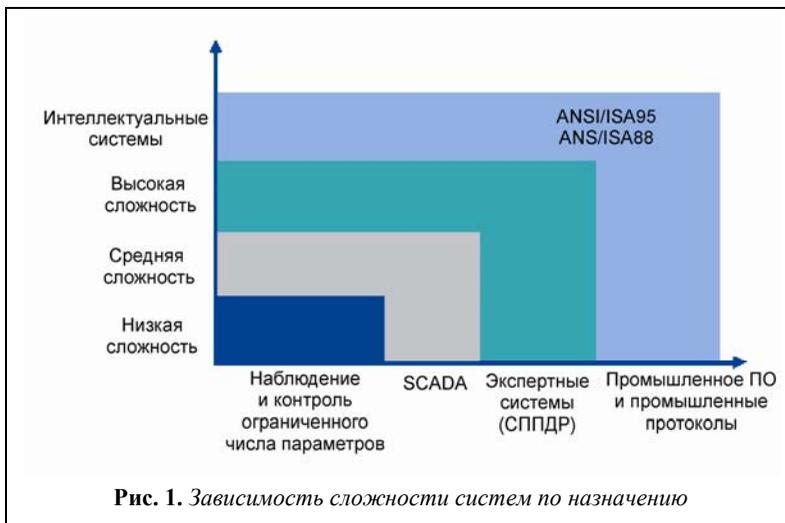
Построение такой структуры зависимости – сложность системы/функционал – обосновано возрастанием требований в процессе эволюционного развития систем и, соответственно, изменения режимов управления объектами месторождений, в том числе ручного /дистанционного/автоматизированного/автоматического/интеллектуального (цифрового). Выбор критериев формируется под влиянием научно-технического прогресса,

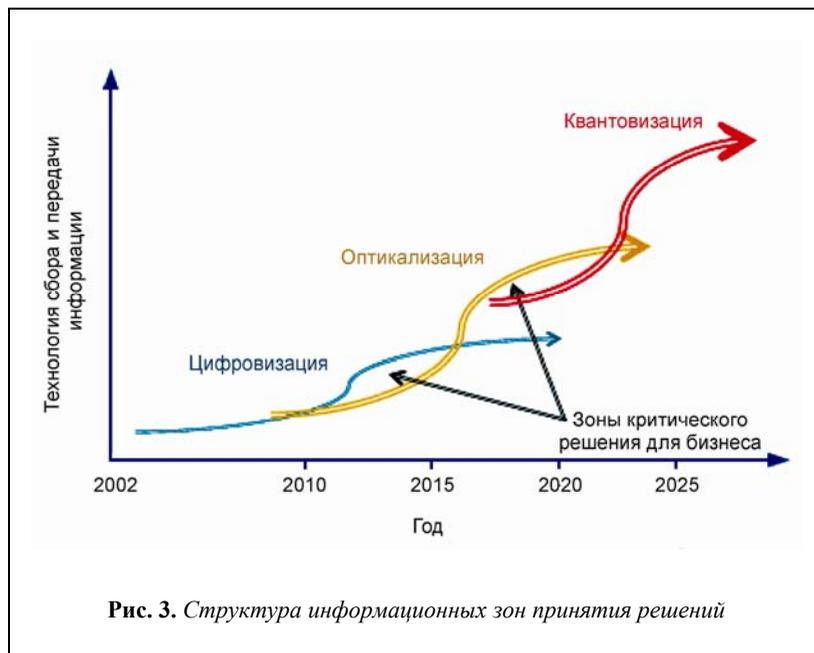
изменяющихся стратегических задач и бизнеса. Изменение (эволюция) требований для режимов и объема решаемых задач, критериев оценки представлено на рис. 2.

Задачи цифровой трансформации

Цифровая трансформация является первостепенной задачей для развития нефтегазового комплекса, способом сохранения лидирующих позиций и производственного потенциала отрасли. Нефтегазовая экономика должна развиваться на основе достижений научно-технического прогресса, таких как цифровизация, интеллектуализация, роботизация производства, и это обеспечивает возможность непрерывной трансформации бизнеса добычи сырья с использованием современных технологий и элементов модели управления "Индустрия 4.0". Это обеспечивает эффективность подхода за счет большого объема информации по технологическому процессу строительства и эксплуатации, возможности автоматизации на основании применения алгоритмов предиктивного выявления аварийных ситуаций и управления скважинным оборудованием, формирования базы данных для создания шкалы рисков, планов, текущей и отчетной документации по всему жизненному циклу технологий и оборудования. Цифровизация процессов нефтегазодобычи при этом проявляется в первую очередь в процессах:

- автоматизации максимально большого числа технологических процессов;
- сбора, систематизации и оптимального использования данных с возможностью получения реальной пользы в перспективе;
- организации сетевого доступа пользователей к массивам информации и структурированным данным;
- управления идентификацией и проверкой подлинности данных, которые могут быть масштабированы, организованы и применены для повсеместного доступа;
- фрагментации и систематизации; внутреннего и внешнего согласования ресурсов;





скважин, высокой производительности скважинного оборудования в условиях технологических и геологических осложнений на месторождении;

- снижения влияния на процесс человеческого фактора вследствие уменьшения числа сотрудников, участвующих в ведении технологического процесса, и передачи части функций на системы роботизированного интеллектуального управления добычей;

- применения технологических алгоритмов (операций) и реализации на объекте системы поддержки принятия решений на основе построения геолого-технологической модели месторождения; функционального расширения и модульности используемых решений на всех уровнях управления скважинным фондом; возможности минимизации резервных мощностей и локализации аварийных ситуаций с минимизацией

- применения эффективных методов и комплексных алгоритмов для получения результатов; снижения влияния человеческого фактора;

- обеспечения технологической, экологической безопасности, снижения эксплуатационных затрат и достижения максимальной прибыли в условиях технологических, экономических и политических ограничений.

Эволюция или развитие технологий сбора и передачи данных в нефтегазовом деле описывается S-кривой. В начале идет медленный рост, затем темпы роста становятся большими и достигают максимума в месте перегиба. В конце этапа происходит постепенное затухание. Структура зон информационного принятия решений для бизнеса приведена на рис. 3. При этом необходимо определиться с понятиями информационных процессов:

Цифровизация – это переход с механической или аналоговой формы сбора и передачи информации на цифровую (или цифровая трансмиссия данных, закодированных в дискретные сигнальные импульсы).

Оптикализация – это оптическая регистрация и трансмиссия информации, закодированной в дискретных световых импульсах по оптоволокну.

Квантовизация – это регистрация и трансмиссия информации, закодированной в квантовых состояниях (КС) в виде фотонов по оптоволокну или по открытому пространству, что позволяет кодировать информацию в частотных, фазовых, амплитудных, поляризационных и временных переменных.

Цифровые технологии на месторождении обеспечивают повышение эффективности работы не только отдельных скважин, но и месторождения в целом за счет:

- применения типовых высокоэффективных, рентабельных решений для обустройства скважин, кустов газовых скважин, промыслов и месторождений;

- внедрения оптимальных режимов, обеспечения эффективного извлечения сырья и эксплуатации фонда

скважин; высокопроизводительности скважинного оборудования в условиях технологических и геологических осложнений на месторождении;

- обеспечения единого информационного взаимодействия (пространства) между функциональными подсистемами с возможностью передачи информации в реальном масштабе времени от газовой скважины до центра моделирования месторождения и расчета прогнозов, рисков, а также центра диспетчерского управления для контроля и эффективного предиктивного управления кустами и скважинами, месторождениями обществ;

- применения цифровой программно-аппаратной платформы с высокоскоростными оптическими и спутниковыми каналами связи, беспроводными сенсорными сетями, роботизацией процессов, а также использования на месторождениях энергонезависимых, возобновляемых источников энергоснабжения (солнце, ветер, энергия пласта и др.).

Организация режимов управления

В связи с тем, что основными объектами работ по реконструкции по-прежнему остаются скважины месторождений после 20–40 лет разработки, необходимо также учесть ранее накопленный опыт в отрасли с применением энергии месторождения и сложившуюся на месторождениях ситуацию вследствие длительного процесса эксплуатации:

- моральный и физический износ оборудования и сетей составляет более 50 %;

- при малых дебитах газа выявляется накопление жидкости в стволах скважины;

- разрушение призабойной зоны продуктивного пласта, выявление выноса песка на забой и образование протяженных песчаных пробок, скопление песка в трубопроводах и аппаратах, абразивное разрушение скважинного оборудования, запорной арматуры на устье скважины и установках сбора и подготовки;

– в связи с отсутствием контроля и управления имеются длительные периоды эксплуатации с пониженными дебитами газа из-за скоплений воды и песка, факты замерзания жидкости в наземных трубопроводах обвязки кустов скважин и шлейфов;

– снижение эффективности проведения буровых и ремонтных работ в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД), сезонные ограничения и неравномерности и другие осложняющие эксплуатацию факты.

На поздней стадии эксплуатации важно организовать автоматическое управление скважинным фондом с минимальным участием персонала и обеспечить:

– автоматическое управление режимом работы плунжерного лифта;

– автоматическое управление режимом закачки газа при эксплуатации газлифтом;

– эксплуатацию скважин без выноса жидкости к устью скважины;

– периодическую остановку скважин для притока жидкости из скважины в пласт;

– автоматическое поддержание режима в установленном регламентом диапазоне.

Применение пневматических управляющих комплексов

Использование рабочего давления газа скважины для работы автоматики является логичным и закономерным подходом, позволяющим существенно уменьшить финансовые и материальные затраты на оборудование. В период 1960–1990-х гг. для средств автоматизации и исполнительных механизмов, задействованных на газовых месторождениях для управления режимами эксплуатации и процессами слива жидкости из сепараторов и сбросов, в качестве источника энергии широко использовали энергию пластового газа, поступавшего в скважину за счет проявления газового режима разработки.

За рубежом на месторождениях газ по-прежнему применяется в пневмоприводах исполнительных механизмов, а эксплуатация пневмоавтоматики не прекращается, что упрощает конструкцию автоматических комплексов и сокращает стоимость оборудования и его обслуживание. В ООО "Газпром ВНИИГАЗ" была систематизирована информация по применению такого оборудования, обобщен отечественный и зарубежный опыт создания и использования автоматических комплексов и разработан состав автоматических комплексов для скважин с гибридными источниками энергообеспечения:

– трубопровод с малонапорным сужающим устройством типа труба Вентури;

– система защиты и предупреждения об образовании в импульсных трубопроводах непроницаемых гидратных и ледяных пробок;

– теплоизолированный контейнер, обогреваемый теплом газа, и средства измерений с электро- и пневмовыходами; пропорционально-интегральные регуляторы;

– управляющий контроллер с электропитанием; электро-, пневмопреобразователи;

– регулирующие клапаны с пневмоприводом; приемно-передающие радиоустройства;

– гибридный источник энергообеспечения, включающий газовые редукторы, солнечные батареи и/или ветрогенераторы, аккумуляторы и другие источники.

Структурная схема автоматических комплексов нового поколения представлена на рис. 4.

По сравнению с комплексами автоматики, использующими только электроэнергию, предлагаемые технические решения имеют преимущества и особенности, обусловленные использованием энергии пластового газа для обеспечения пневматической энергией автоматики на устье скважин.

В качестве отличительных особенностей можно выделить следующее:

– энергия скважинного газа (поступившего в скважину за счет газового режима разработки) используется как пневматическая энергия газа для передачи мощности рабочим органам автоматизированного поверхностного оборудования;

– все средства автоматики размещены на открытых площадках или в неотопливаемых контейнерах; температура окружающего воздуха возможна до $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$;

– температура газа скважины является положительной или близка к положительной.

Преимущества предложенного решения:

– полная автономность и независимость от сетевых источников энергообеспечения в случае чрезвычайных ситуаций;

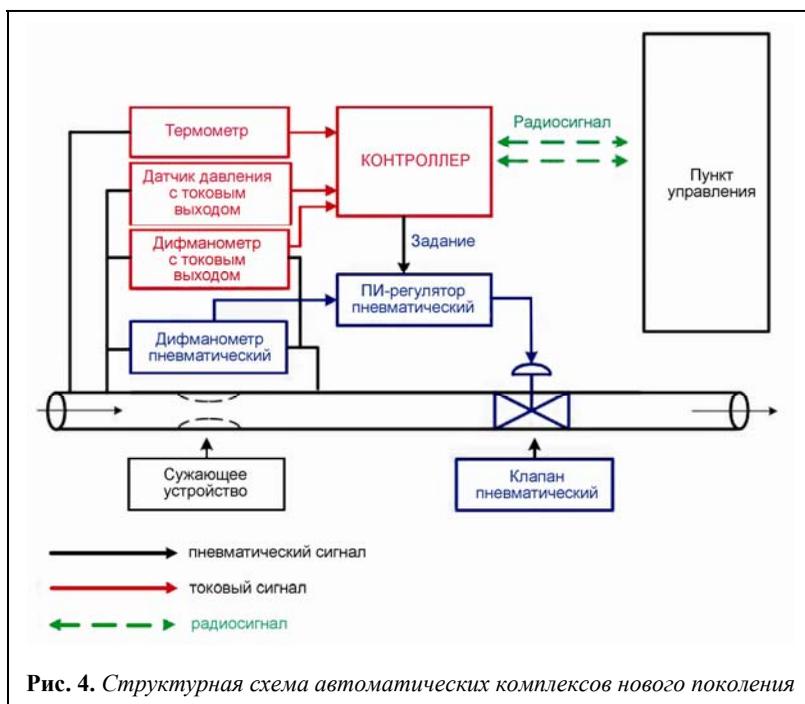
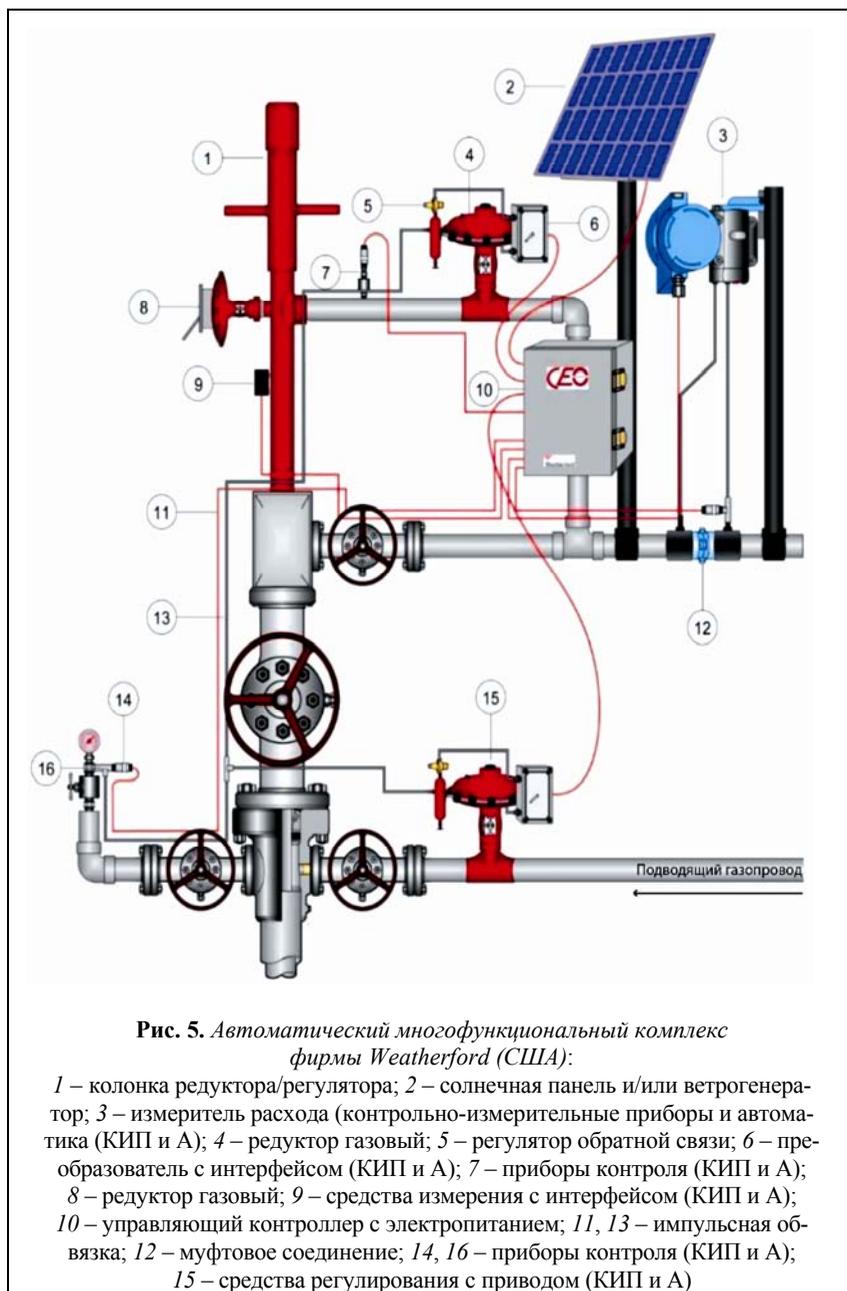


Рис. 4. Структурная схема автоматических комплексов нового поколения



Например, компания Weatherford (США) в составе управляющих комплексов для плунжерного лифта и газлифта уже многие годы использует гибридные системы энергообеспечения: газ скважин и электроэнергию из возобновляемых источников, солнечных батарей и ветрогенераторов. Автоматический многофункциональный комплекс для управления режимом работы скважины по центральной лифтовой колонне и кольцевому каналу (затрубью) компании Weatherford состоит из средств измерения с электровыходом, управляющего контроллера с электропитанием, средств регулирования с приводом, питаемым природным газом, газового редуктора, солнечной батареи и/или ветрогенератора (рис. 5).

Применение пневмоавтоматики на месторождениях

В СССР пневмоавтоматика для общепромышленного применения интенсивно разрабатывалась в 1960–1970-х гг. Специальные условия по ее применению предусматривали условия: рабочая среда – природный газ; температура окружающего воздуха до -40°C . Первый отечественный автоматический газопневматический комплекс был установлен и введен в эксплуатацию на скважине Северо-Ставропольско-Пелагиадинского месторождения в 1966 г. Комплекс предназначался для управления режимом функционирования плунжерного лифта непрерывного действия за счет поддержания по лифтовой колонне дебита газа в заданном диапазоне и периодического прекращения работы скважины по кольцевому (затрубному пространству). Впервые был реализован способ эксплуатации скважин одновременно как по центральной лифтовой колонне, так и по кольцевому каналу. До установки комплекса скважина могла работать только по центральной лифтовой колонне. После подключения затрубья она в течение 2 ч переставала работать из-за скопления воды и образования на забое гидрозатвора. Новая технология эксплуатации обеспечила режим, когда скважина работала без остановки с увеличенным дебитом и без продувок в атмосферу.

чайной ситуации природного или техногенного характера в части электроснабжения; для реализации не требуется подвод электроэнергии;

- надежность источника энергии для питания средств автоматики;

- малая металлоемкость оборудования; минимальные финансовые затраты на оборудование и его обслуживание.

В процессе изучения зарубежного опыта было проанализировано множество источников информации, относящихся к опыту использования средств пневмоавтоматики на устье скважин. Характерно, что вообще отсутствовали публикации, в которых ставится под сомнение целесообразность применения энергии природного газа для пневматических приводов исполнительных механизмов в составе автоматизированных комплексов для управления работой скважин.

Обеспечить защиту от образования глухих пробок в импульсных трубках от точек отбора газа из трубопровода до камер дифманометра удалось только в 1968 г. за счет разработки специального защитного устройства. В этот же период была разработана



Рис. 6. Комплекс "Пингвин" для закачки газа в затрубье



Рис. 7. Газопневматический комплекс управления плунжерным лифтом

система подготовки природного газа питания средств автоматики. Серийное производство автоматических комплексов было организовано в 1969 г. на опытном заводе ВНИИГАЗа. В процессе изготовления в конструкцию комплекса вносились незначительные усовершенствования. Всего было изготовлено 144 комплекта, которые успешно использовались на Северо-Ставропольском, Шебелинском, Газлинском и других месторождениях до начала 1990-х гг.

Внедрение технологий "летающих клапанов" в 1964 г. на Сангилевском месторождении обеспечило увеличение добычи с 6 до 24 тыс. м³/сут, а на северных промыслах позволило улучшить технико-экономические характеристики на 10...30 %, сэкономило 5...15 % капитальных и не менее 10...30 % эксплуатационных затрат от первоначальных проектных показателей. В устройствах питание должно было осуществляться воздухом, но в процессе испытаний первых комплексов на скважинах была подтверждена их работоспособность и возможность использования при питании природным газом и в условиях отрицательных температур.

В течение многих лет комплексы эксплуатации скважин по центральной лифтовой колонне и затрубью использовались на месторождениях Северо-Ставропольско-Пелагиадинском, промыслах Западной Украины, Краснодарского края, Средней Азии. Успешному применению способствовало наличие на промыслах специалистов, обладающих знаниями по пневмоавтоматике. Однако с середины 1990-х гг. в программах обучения в учебных заведениях были сокращены темы пневмоавтоматики, и в настоящее время компетенции в этом направлении практически потеряны.

В 1967 г. во ВНИИГАЗе был создан автоматический комплекс управления работой плунжерного лифта и удаления жидкости из сепаратора. В 2009 г. с учетом накопленного опыта был разработан современный газопневматический комплекс управления плунжерным лифтом, который был установлен на скважине месторождения Медвежье (ООО "Газпром добыча Надым").

В 2010–2011 гг. на скважинах месторождения Медвежье начали также применять технологию удаления жидкости путем закачки по затрубью сухого газа. В процессе испытаний многократно наблюдались случаи перетока закачиваемого газа в продуктивный пласт. В 2012 г. по предложению специалистов ООО "Газпром добыча Надым" было решено использовать комплекс "Пингвин" для размещения в его утепленном контейнере дифманометра с пневмовыходом и пневморегулятором. Скважина с ИКС "Пингвин", управляющим режимом закачки газа в затрубье для удаления жидкости, приведена на рис. 6.

Для подготовки газа питания использовали имеющийся опыт подключения систем "Ласточка 73", но с отбором газа из газопровода, по которому происходит закачка дополнительного сухого газа. В качестве регулятора применили блок завода "Тизприбор", подготовленный для работы при температурах до –55 °С. В конце 2012 г. скважина начала успешно эксплуатироваться с использованием автоматического газлифта. Газопневматический комплекс управления плунжерным лифтом периодического действия с контроллером компании Weatherford представлен на рис. 7.

Технологии добычи в условиях осложнений

Сравнительная таблица применения традиционных технологий и на основе современных энергосберегающих технологий с использованием информационно-управляющих систем приведена на рис. 8.

Пример такого похода представлен на рис. 9. Для дистанционного управления скважиной можно исполь-



Рис. 8. Технологии работы в условиях осложнений



Рис. 9. Обеспечение измерения параметров скважины

зовать любой разрешенный для применения контроллер, изготавливаемый серийно, например "СТЕЛ АП" ООО НПО "Турботрон". Технологический комплекс ТКС "Кречет" обеспечивает выполнение следующих функций:

- снятие показаний датчиков давления и температуры газа в трубке Вентури;
- вычисление и удержание автоматикой расхода газа через сужающее устройство;
- автоматическая регулировка пневмосистемы в случае отклонения дебита скважины;
- предоставление удаленного доступа к настройкам по каналам GSM/GPRS;

– автономное электропитание с подзарядом от солнечной батареи.

С учетом полученного опыта автоматизации устьевого оборудования в 2015 г. на объектах ООО "Газпром добыча Ноябрьск" была апробирована автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУТП) кустов газовых скважин на базе телемеханики "Сириус КГС" производства ООО "НПА Вира Реалтайм" (г. Москва) с акустическим снарядом [2]. Были реализованы основные требования по созданию цифровой скважины с наличием обратной связи по контролю отборов и движения потока продукции в скважине, решены задачи контроля

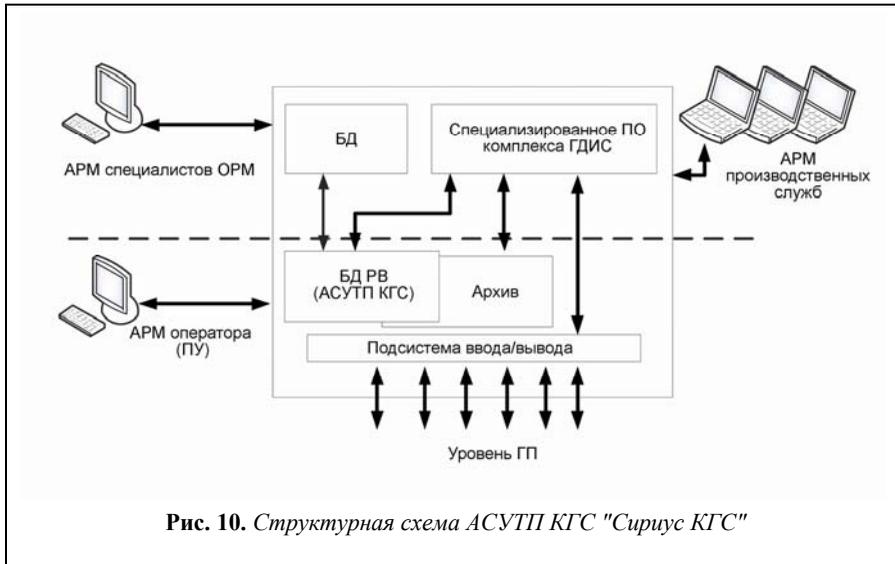


Рис. 10. Структурная схема АСУТП КГС "Сириус КГС"

– комплекса гидродинамических исследований скважин (ГДИС), функционирующего автономно от АСУТП и реализующего функции исследования состояния продуктивного пласта в области призабойных зон добывающих скважин.

Структурная схема АСУТП КГС "Сириус КГС" приведена на рис. 10.

В забой скважины (без остановки) был выполнен спуск автономного скважинного снаряда (АСС), осуществляющего измерение параметров и передачу информации в виде акустического сигнала по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) в наземный модуль (СИПЗ), преобразующий акустический сигнал в электрический. В установленное время происходит измерение параметров, которые кодируются и в виде акустической посылки излучаются в стенку НКТ. Организация передачи данных с акустического снаряда при работе приведена на рис. 11.

Информационный акустический сигнал передается по звукопроводящему каналу, состоящему из плети труб, и достигает фонтанной арматуры, где принимается с внешней стороны – при этом никаких датчиков внутри фонтанной

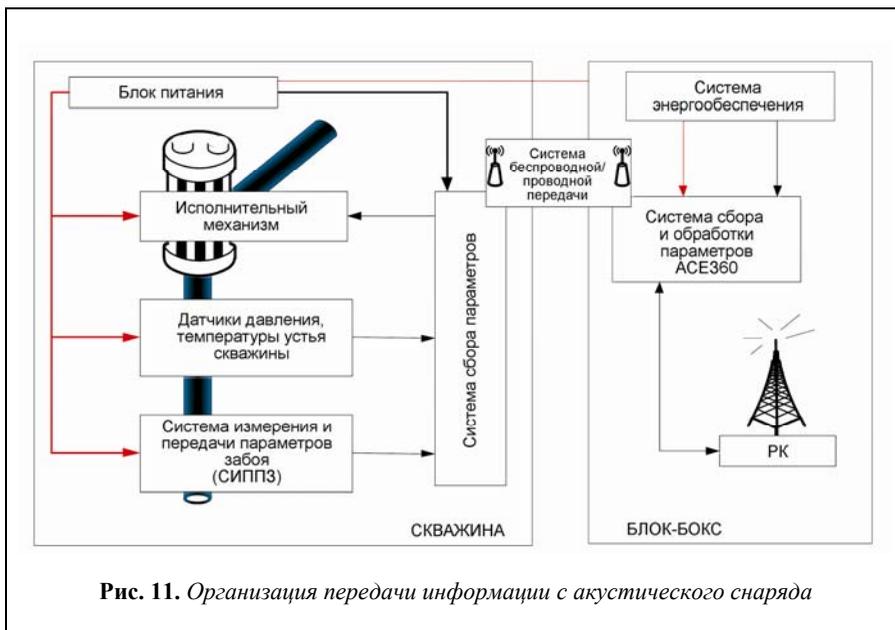


Рис. 11. Организация передачи информации с акустического снаряда

устьевых и забойных параметров и управления арматурой кустов (месторождения) с единого пульта управления промыслом, в том числе:

- измерение забойных параметров (температуры, давления газа и порогового измерения уровня воды), пересчет прямых измерений и косвенных расчетов забойных, пластовых значений, массивов данных для мониторинга состояния оператором;
- расчет коэффициента продуктивности скважины и проницаемости пласта в призабойной зоне;
- исследование взаимодействия скважин, кустов, т. е. реакции скважины на действия в другой скважине или реакции куста на операции в другом кусте.

Функционально АСУТП КГС "Сириус КГС" состоит из нескольких частей:

- комплекса оперативного управления, функционирующего в составе и во взаимодействии с уровнем предприятия (уровень ГП) и реализующего функции контроля и управления технологическими процессами на скважинах (уровень АРМ);

арматуры дополнительно не требуется. Сигнал декодируется в блоке ЭУС (электронное устройство сопряжения), и полученные данные о физических параметрах передаются в систему телемеханики.

В настоящее время получили широкое распространение скважинные оптоволоконные системы активно-пассивного режима, которые позволяют обеспечить мониторинг скважины в призабойной зоне за счет широкого спектра датчиков различного назначения, в том числе: давления, температуры, акустические, сейсмические, а также электрического, магнитного, гравиметрического поля и др. Преимуществами применения технологий является энергонезависимость или низкое потребление вторичного оборудования, широкий температурный диапазон измерений и пространственное разрешение, возможность построения комбинированных с традиционными решениями различных систем. Эти решения отличают высокая чувствительность, надежность и помехозащи-

ценность при низкой стоимости внедрения и длительных сроках эксплуатации. К основным решениям с применением волоконно-оптических систем (ВОС) относятся:

- сбор и передача данных через волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) от технологического оборудования и управление; построение информационных систем на основе точечных (FBG) и распределенных (DTS/DAS) волоконно-оптических датчиков;

- возможность подключения элементов кустовой телеметрии – датчиков давления, температуры, расходомеров, массомеров – по протоколам RS-485, 4-20 мА и др.;

- обнаружение точек утечки и выбросов жидкости, мониторинг движения флюидов, воды на сетях и системах газлифта; построение систем обнаружения утечек, перемещений и вибраций; распределенного и точечного термомониторинга;

- распределенная термометрия (DTS) по стволу скважины, акустического профиля (DAS) скважин, обеспечение контроля давления в контрольных точках ствола скважины;

- мониторинг напряженно-деформированного состояния оборудования; построение систем безопасности и предупреждения на технологических объектах; подключение различного оборудования для исследования скважин без их остановки.

Применяемые технологии и материалы позволяют обеспечить надежную эксплуатацию и функционирование создаваемых комплексов. В типовой состав системы входит комплекс контрольно-измерительной аппаратуры (точечные и распределенные волоконно-оптические датчики, извещатели, кабели ВОЛС и мультиплексоры), объединенный со специализированными SCADA-системами, позволяющими в режиме реального времени осуществлять сбор и обработку данных о различных параметрах объекта мониторинга и управления оборудованием.

Основными показателями, измеряемыми с помощью ВОЛС в этих процессах, являются:

- температура – точечное измерение для датчика, точки измерения;

- температура – распределенное измерение по всей длине протяженного датчика;

- давление и измерение нагрузки, веса – точно для датчика, точки измерения;

- вибраакустический профиль – распределено по всей длине протяженного датчика;

- деформации и напряженное состояние – точно для датчика, точки измерения;

- пространственное положение объектов – точно для датчика, точки измерения;

- утечки – распределено (интерпретация данных) для датчиков;

- утечки – точно (на фланцевых соединениях) для датчика.

Эксплуатационные показатели обеспечивают долговременное стабильное функционирование в условиях повышенного давления (до 30 МПа) и возможность применения в условиях высоких температур (до 200...350 °С), а специальное исполнение – работу в условиях агрессивных сред и газов, в том числе и при наличии сероводорода. Герметичность волоконно-оптического кабеля и оболочек ограничивает проникновение воды в волоконный световод.

Основой трансформации решений по информатизации объектов является интеграция отдельных решений в единый технологический комплекс, приближенный к объекту эксплуатации, обеспечивающий динамическую оптимизацию и повышение качества управления на базе реальных параметров и геолого-геофизической информации по всей технологической цепочке добычи от цифровых скважин до подготовки продукта к транспорту; анализ эффективности управляющих воздействий и моделирование технологических особенностей месторождения в реальном времени на основе рискованных оценок производства. За счет применения информационных технологий происходит уже не количественный, а качественный процесс трансформации отрасли в отрасль передовых разработок и внедрения. Все вышеперечисленные задачи позволяют организовать управление добычей на основе эффективных механизмов планирования и контроля исполнения, корректировать в оперативном режиме эффективность месторождения (коэффициент извлечения газа из залежи, объемы добычи, дебиты) и т. п. [2].

По данным Schlumberger, в мире около 1 млн действующих скважин дают нефть и газ, из них только 5 % работают на режимах, близких к оптимальным. В последние годы это направление стало приоритетным для развития, например, фирма Shell обеспечила в реальном времени управление фондом всех скважин, а ВР вышла на показатель для фонда – 60 %.

Необходимо отметить, что качественное изменение формы управления скважиной и месторождением должно предусматривать наличие цифровой модели объекта, геологическое моделирование и систему поддержки принятия решения на уровне месторождения, а также распределенную систему управления и контроля месторождения. Применяемые технологии должны быть построены на базе единой цифровой платформы на основе отечественных программных комплексов с использованием оперативных данных, получаемых с разведывательных и добывающих скважин. По оценке специалистов Института проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), затраты на цифровизацию газового месторождения (скважин) для извлечения остаточных запасов составляют не более 1...2 дол. на 1000 м³ газа, при этом коренным образом (в десятки раз) меняются объемы оперативной и расчетной оперативной информации по уровням управления.

Определение стратегических целей для новых технологий

По оценке ИПНГ РАН, доля добычи нефти при применении традиционных технологий составляет 29 %, цифровых (оснащенных локальной автоматикой) – 38 %, а у интеллектуальных месторождений этот показатель равен 47 %. Цифровой режим приближен по показателям к режимному, а для интеллектуальных объектов – к потенциальным и максимально возможным с учетом геолого-технологических ограничений (рис. 12).

Достижением стратегической цели в процессе эффективной добычи является построение бизнес-модели производства с учетом внедрения новых технологий эксплуатации месторождений нефтегазодобывающих обществ, которые позволяют:

- обеспечить переход к интеллектуальным технологиям, роботизированным системам, новым материалам и способам конструирования, системам обработки больших цифровых объемов данных, методам машинного обучения;

- получить значимые результаты и экономический эффект в области предупреждения и снижения уровня аварийности в процессе эксплуатации, оптимизации стоимости строительства, повышения уровня добычи продукта за счет интегрального применения технологий "Индустрия 4.0", промышленного интернета вещей, анализа больших данных, искусственного интеллекта, индустриального блокчейна;

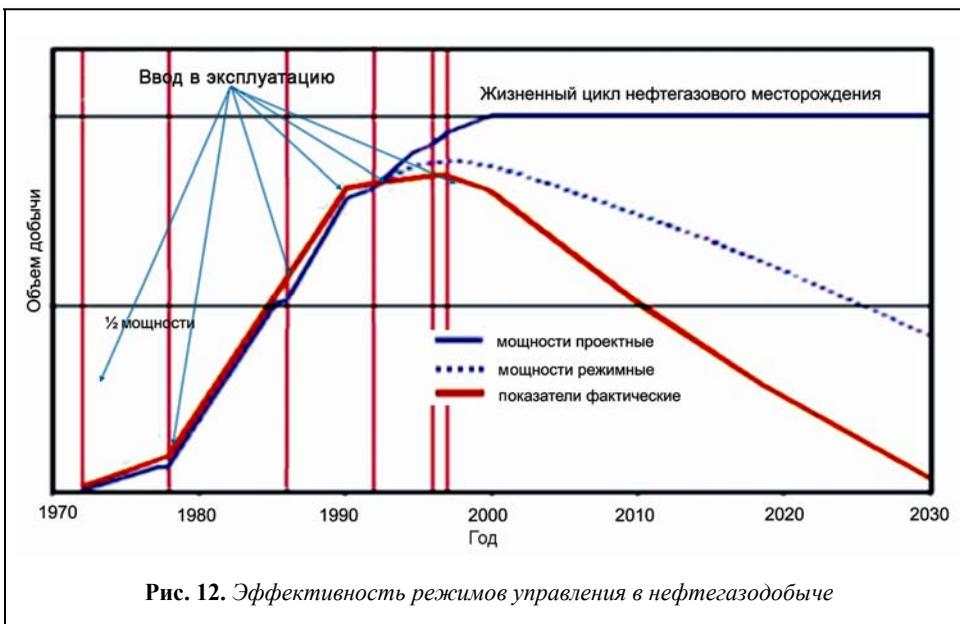
- достигнуть экологической и технологической безопасности на всех этапах строительства и эксплуатации промыслов и месторождений;

- мультиплексировать экономическую заинтересованность государства и интересы нефтегазодобывающих обществ, что обеспечивает технологическую независимость, ускоренное развитие экономики и промышленности в масштабах страны.

Наличие моделирования состояния объектов, включая подземное состояние скважин и надземную инфраструктуру, на базе единой геолого-технологической модели месторождения является условием обеспечения итоговой эффективности [3]. По данным Минстроя России, при реализации модельного проектирования сроки работ снижаются на не менее чем 20 % от начальных, на 40 % уменьшается количество ошибок в проекте, на 10 % сокращаются сроки строительства и не менее чем на 30 % – затраты на строительство и эксплуатацию. Система поддержки принятия решений на основе моделирования становится при этом инструментом для расчета прогнозных задач, обеспечения стратегического и тактического планирования при моделировании геологических и технологических процессов добычи в реальном времени, а технология дистанционного управления позволяет обеспечить оперативную динамическую оптимизацию и повышение качества управления процессом добычи за счет алгоритмического формирования управляющих воздействий. Решающее значение приобретает возможность быстрой и качественной обработки больших массивов геолого-геофизической информации на основе применения современных высокопроизводительных вычислительных информационных технологий, что обеспечивает возможность подготовки рекомендаций и выработки управляющих решений в квазиреальном и реальном режимах.

Повышение точности и скорости технологических расчетов в процессе эксплуатации с привлечением широкого спектра информации по соседним скважинам является наиболее перспективной задачей, решение которой существенно влияет на сроки эксплуатации и обеспечивает оптимальный режим на скважине, экономит ресурсы, дает возможность работы в сложных геологических условиях и использования простаивающего фонда скважин, обеспечивает рост коэффициента извлечения углеводородов.

Производственный потенциал нефтегазового комплекса сегодня заметно отстает от мирового уровня, при этом в стоимости основных активов большую часть занимает стоимость сырья. Обладая значительными финансовыми возможностями и организационным капиталом, предприятия нефтегазовой отрасли мо-



гут обеспечить внедрение лучших мировых управленческих практик. Приоритетными направлениями при этом являются задачи существенного сокращения временных затрат по внедрению от момента постановки задачи до ее реализации, обеспечение оптимального использования финансовых и иных ресурсов, ускоренное внедрение и тиражирование положительных результатов или лучших практик в отрасли.

Переход к новому экономическому укладу связан со значительными преобразованиями и в других направлениях: разработка нормативно-правовой базы, совершенствование процессов, применение методов современной диагностики и материалов, внедрение интеллектуальных технологий управления на основе современных управляющих комплексов. Согласно информации ИПНГ РАН (акад. А.Н. Дмитриевский) по материалам круглого стола в Аналитическом центре при Правительстве Российской Федерации, для перспективных нефтегазовых месторождений уже сегодня целесообразно изменить критерии и приводить показатели интеллектуализации (цифровизации) отрасли в виде характеристик (индикаторов), в том числе:

- количество роботизированных комплексов (а также используемых для обследования технического состояния объектов);

- площадные (донные) оптоволоконные антенны для мониторинга площадных характеристик, геологических и технологических состояний месторождений;

- скважинные оптоволоконные распределенные тензометрические и термобарические системы, системы контроля состояния трубопроводов и оборудования, безопасности;

- фонд скважин, контролируемый в режиме реального времени на базе интеллектуальных систем управления, оптоволоконные сенсоры, цифровые трубопроводы;

- число мобильных операторов, работающих с применением технологий виртуальной и дополненной реальности и промышленного интернета на объектах;

- число интегрированных интеллектуальных моделей месторождений и действующих цифровых двойников месторождений, скважин и объектов управления;

- число центров интегрированных операций на интеллектуальных месторождениях и других применяемых интеллектуальных показателей;

- приоритетными в этой оценке развития становятся также достигаемые экономические показатели эффективности и капитализации; прирост капитализации за счет цифровизации (млрд р.); снижение капитальных затрат на добычу 1 т нефти за счет цифровизации (р./т); снижение эксплуатационных затрат на добычу за счет цифровизации (р./т).

Цифровая трансформация позволяет повысить интеллектуальные возможности системы управления не

только на основе данных, уже находящихся в ней, но и на основе всей доступной информации, т. е. как исторически накопленной и прогнозной, так и контекстной, которая изначально не содержится и формируется на основании анализа. Применяемый модельно-ориентированный подход управления на нефтегазовом объекте создает возможность перехода от реагирования и ведения процессов "по факту" к управлению по прогнозу развития и упреждения проблем.

Внедрение модельно-ориентированного подхода представляется организационной структурой решений в последовательности: постановка задачи – ресурсы – выбор приоритетного направления – инфраструктура – показатели эффективности – технологии – качество данных – текущая операционная деятельность – кадры – исполнители.

Базовым трендом внедряемых на принципах создания новых знаний (машинных технологий) является повторяющийся коррекционный цикл типа: цифровые измерения – модель – оперативность – экономика, а технологический цикл управления процессом добычи на скважине при этом обеспечивается повторяющимся циклом: измерение – коррекция – контроль – прогноз – воздействие. При этом решаются вопросы повышения безопасности за счет прогнозной модели рисков и анализа технологической и экологической безопасности, вероятности опасных отклонений от проектных показателей эксплуатации вследствие алгоритмизации управления и передачи части компетенций на уровень роботизированных систем, а также уменьшения числа лиц, находящихся в непосредственной близости к потенциально опасному и удаленному от мест нахождения персонала кустовому оборудованию.

С учетом имеющихся проблем и задач в отрасли сегодня необходимо выработать подходы и решения с целью:

- создания отечественных цифровых технологий добычи и управления для скважин и газосборных сетей, объектов инфраструктуры месторождений для извлечения трудноизвлекаемых запасов углеводородов на стадии падающей добычи;

- принятия стратегии заинтересованности в применении технологий, обеспечивающих высокие показатели КИН (коэффициент извлечения нефти, газа), КИР (коэффициент использования ресурсов); внедрения методик эксплуатации объектов "повторного использования" за счет современных технологических и интеллектуальных решений;

- создания и применения технологического оборудования, систем управления на принципах возобновляемых и независимых источников энергообеспечения, малолюдных технологий, космических систем связи и роботизированных систем.

Приведенные в статье материалы показывают, что в настоящее время имеется реальная возможность в ведущих нефтегазовых компаниях России обеспечить переход к цифровым технологиям для создания высокопроизводительной системы управления скважинами на нефтегазовых месторождениях. Это возможно за счет внедрения технологий больших геоданных, интеграции промышленных платформ, блокчейна, машинного обучения, искусственного интеллекта и нейросетей, получения и передачи информации на основе современных каналов связи и нефтегазового интернета вещей для любых технологических процессов.

Выводы

Цифровая трансформация в условиях ускоряющегося конкурентного рынка углеводородного сырья уже не является вопросом следования модным подходам, а, по сути, становится вопросом выживания отечественного нефтегазодобывающего комплекса в условиях сложных изменений рынка: снижения цен на углеводородную продукцию; меняющихся оценок активов и компетенций компаний и сотрудников; новых экологических, геологических и других вызовов; проблем преемственности отечественной научной и инженерной школы знаний. Лучшие мировые практики показали эффективность применения принципов цифрового интеллектуального месторождения на нефтегазовых объектах, что обеспечивает увеличение извлекаемых запасов нефтегазодобычи при эксплуатации не менее 10 %, уменьшение времени простоев скважин порядка 50 % от начального и сокращение операционных затрат около 10...25 %.

Особенностью современного этапа научно-технического прогресса являются инновации в области обработки данных в результате лавинообразно развивающихся информационных технологий и телекоммуникаций.

Имеющиеся в настоящее время технологические преимущества способствуют широкому применению волоконно-оптических технологий при цифровизации нефтегазовых скважин и созданию на этой основе интеллектуальных скважин и месторождений, в состав которых должны быть включены следующие компоненты: управляющая система, система сбора информации состояния пласта и скважины, система поддержки принятия решений на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологии искусственного интеллекта и промышленного блокчейна, высокоскоростные каналы связи для моделирования и формирования, обмена базами данных с использованием имеющихся спутниковых группировок при планировании, управлении, а также беспроводных каналов связи для кустовых площадок.

Предлагаемый подход обеспечивает условия для реструктуризации не только нефтегазовой отрасли в сжатые сроки, но и применение инновационной стратегии развития экономики России в длительной перспективе.

Статья подготовлена в рамках выполнения работ ФЦП "Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 гг." 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 технологии искусственного интеллекта и промышленного блокчейна для снижения рисков проведения геолого-разведочных работ, в том числе на шельфовых проектах" по Соглашению с Министерством науки и высшего образования РФ о выделении субсидии в виде гранта от 22 ноября 2019 г. № 075-15-2019-1688, уникальный идентификатор проекта RFMEFI60419X0217.

ЛИТЕРАТУРА

1. Еремин Н.А., Степанян А.А., Столяров В.Е. Управление нефтегазовыми активами в эпоху технологий хранения и обработки больших массивов данных // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 12 (557). – С. 5–14. – DOI: 10.33285/0132-2222-2019-12(557)-5-14
2. СТО Газпром 2-2.1-1043-2016. Автоматизированный газовый промысел. Технические требования к технологическому оборудованию и объемам автоматизации при проектировании и обустройстве на принципах малолюдных технологий / В.З. Минликаев, В.В. Никаноров, Д.В. Дикамов [и др.]. – Введ. 2016–03–07. – М.: Газпром экспо, 2016. – 208 с.
3. Цифровые газовые скважины: состояние и перспективы / 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

LITERATURA

1. Eremin N.A., Stepanyan A.A., Stolyarov V.E. Upravleniye neftegazovymi aktivami v epokhu tekhnologiy khraneniya i obrabotki bol'shikh massivov dannykh // Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v nefyanoy promyshlennosti. – 2019. – № 12 (557). – S. 5–14. – DOI: 10.33285/0132-2222-2019-12(557)-5-14
2. STO Gazprom 2-2.1-1043-2016. Avtomatizirovannyy gazovyy promysel. Tekhnicheskiye trebovaniya k tekhnologicheskomu

oborudovaniyu i ob'yemam avtomatizatsii pri proyektirovani i obustroytve na printsipakh malolyudnykh tekhnologiy / V.Z. Minlikayev, V.V. Nikanorov, D.V. Dikamov [i dr.]. – Vved. 2016–03–07. – M.: Gazprom ekspozitsiya, 2016. – 208 s.

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

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

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

В.Е. Столяров^{1,3}, научный сотрудник
e-mail: bes60@rambler.ru,

V.E. Stolyarov^{1,3}, researcher
e-mail: bes60@rambler.ru,

В.И. Шулятиков⁴, канд. техн. наук
e-mail: v.shu38@gmail.com

V.I. Shulyatkov⁴, Cand. of tech. sci.
e-mail: v.shu38@gmail.com

¹ФГБУН "Институт проблем нефти и газа РАН"
119333, РФ, г. Москва, ул. Губкина, 3;

¹Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences
3, Gubkin str., Moscow, 119333, Russian Federation;

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

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

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

³NTC of PJSC "Gazprom"
16, Nametkina str., Moscow, 117997, Russian Federation;

⁴ООО "Газпром ВНИИГАЗ"
142717, РФ, Московская обл., Ленинский район, поселок Развилка, Проектируемый пр-д, 15, стр. 1

⁴LLC "Gazprom VNIIGAZ"
15, bld. 1, Proektiruemy proezd, Razvilka settlement, 142717, Leninsky district, Moscow region, Russian Federation



Встречи заказчиков и подрядчиков топливно-энергетического комплекса

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



29 ОКТЯБРЯ НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

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

ТЕК-РЛУ — Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

ТЕК-АЛЛУ — База поставщиков нефтесервисных компаний

ТЕК-МАРЛУ — Настенная нефтегазовая карта

ВНИМАНИЮ АВТОРОВ!

Научно-технический журнал "Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности" решением Президиума Высшей аттестационной комиссии Минобрнауки РФ включен в "Перечень рецензируемых научных журналов и изданий", в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук.

Порядок публикации и рецензирования статьи

1. Материалы представляются:
 - в электронном виде по адресу: atisoil@mail.ru.
 2. Содержание статьи должно соответствовать тематике журнала. К изданию принимаются статьи, ранее нигде не публиковавшиеся.
 3. Материал должен иметь сопроводительное письмо (указать контактный телефон для связи с автором и почтовый адрес, по которому можно выслать Ваш экземпляр журнала).
 4. Объем статей, как правило, составляет 10–15 страниц (параметры страницы А4 210×292 мм).
Необходимо, чтобы:
 - текст был набран в программе Word (через 1,5 интервала, шрифт 12, без разбивки на 2 колонки);
 - формулы – в программе Microsoft Equation 5.0;
 - рисунки были выполнены в одной из графических программ – Corel Draw, Illustrator, Adobe Photoshop, Microsoft Excel как по тексту, так и отдельными файлами от текста. Фотографии должны быть хорошего качества.
- При написании статьи используются общепринятые термины, единицы измерения и условные обозначения, единообразные по всей статье. Расшифровка всех используемых авторами обозначений физических величин (A , l , d , h и т. п.) набираются курсивом, греческие обозначения, названия функций (β , \sin , \exp , \lim), химических элементов (H_2O), единиц измерения ($MВт/см^2$) – прямым (обычным) шрифтом. Рекомендуется использовать в формулах буквы латинского, греческого и других (не русского) алфавитов.
5. В каждой научной статье должны быть указаны следующие данные:
 - код УДК;
 - DOI (если есть);
 - название статьи;
 - фамилия, имя, отчество автора (полностью);
 - ученая степень, ученое звание;
 - должность, место работы (если таковое имеется). Важно четко, не допуская иной трактовки, указать место работы и должность без каких-либо сокращений;
 - адрес организации;
 - тел., e-mail каждого автора;
 - аннотация (не менее 120 слов) об актуальности и новизне темы, главных содержательных аспектах;
 - ключевые слова по содержанию статьи (8–10 слов или словосочетаний). Каждое ключевое слово или словосочетание отделяется от другого точкой с запятой и не может быть более 100 символов;
 - текст статьи (см. п. 4);
 - пристатейные ссылки и/или списки пристатейной литературы следует оформлять по ГОСТ Р 7.05-2008. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления. Обязательны ссылки на иностранные публикации.
- Допускается не более 30 % самоцитирования работ, опубликованных в печатных источниках.
6. Сведения, указанные в п. 5 (кроме текста и ссылок), приводятся как на русском, так и на английском языках.
 7. Авторы опубликованных статей несут ответственность за точность приведенных фактов, статистических данных, собственных имен и прочих сведений, а также за содержание материалов, не подлежащих открытой публикации.
 8. Представляя в редакцию рукопись своей статьи, автор берет на себя обязательство не публиковать ее ни полностью, ни частично в ином издании без согласия редакции.
 9. Поступившая в редакцию рукопись направляется на рецензирование специалистам в данной области исследования. К публикации принимаются статьи, прошедшие рецензирование. Решение о публикации принимается редакционным советом РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина или журнала, на основании экспертных оценок рецензентов с учетом соответствия представленных материалов тематической направленности журнала, их научной значимости и актуальности.
Рукопись, получившая отрицательные отзывы, решением редакционного совета отклоняется. Нуждающаяся в доработке статья направляется автору вместе с замечаниями рецензента. Автор должен учесть все замечания и внести изменения, указав место, в электронный вариант текста, после чего статья возвращается в редакцию, где повторно рецензируется. В случае несогласия с рецензентом автор должен кратко и четко обосновать свою позицию.
- Редакция оставляет за собой право отклонять без рецензии статьи, не соответствующие профилю журнала или оформленные с нарушением правил.
10. Рукопись, получившая положительную рецензию, направляется в редакцию для опубликования, авторам направляется положительный ответ.
 11. Копии рецензий направляются в Министерство образования и науки Российской Федерации при поступлении в редакцию издания соответствующего запроса.
 12. Срок хранения рецензий в редакции не менее 5 лет.
 13. Срок публикации каждой статьи составляет 3–5 месяцев.
 14. Оплата за публикацию статей по договорной цене.
 15. С аспирантов-очников оплата за публикацию не взимается.



РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

НЕФТИ и ГАЗА

(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)

имени И.М. ГУБКИНА

Базовый вуз нефтегазового комплекса России