



9(554).2019

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

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

Automation,
telemechanization
and communication
in oil industry



ПОЗДРАВЛЯЕМ

*С Днем работников
нефтяной и газовой промышленности!*

*Желаем крепкого здоровья, счастья и благополучия,
творческих и производственных успехов!*

*Редакционная коллегия и редакция
НТЖ "Автоматизация, телемеханизация
и связь в нефтяной промышленности"*

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(554) • 2019

МОСКВА • ГУБКИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

АВТОМАТИЗАЦИЯ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ И СВЯЗЬ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Научно-технический журнал

Основан в 1973 г.

Выходит 12 раз в год

№ 9(554)

Сентябрь 2019 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", г. Тюмень;

Бакуменко А.В. – д-р техн. наук, ген. директор ОАО "МРТИ РАН", 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;

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

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;

Кузяков 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;

Лачков А.Г. (зам. главного редактора) – ген. директор ОАО "ВНИИОЭНГ", г. Москва;

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

Молчанов А.А. – д-р техн. наук, профессор, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург;

Сабиров А.И. – канд. техн. наук, ген. директор ООО "НПП "ГКС", г. Казань;

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

Слепян М.А. – канд. техн. наук, д-р экон. наук, ген. директор ООО НПФ "Нефтеавтоматика", г. Москва;

Терехина Г.В. – вед. специалист, Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва;

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

СОДЕРЖАНИЕ

ИНФОРМАЦИОННЫЕ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ, ЭКСПЕРТНЫЕ, ОБУЧАЮЩИЕ СИСТЕМЫ

- Еремин Н.А., Столяров В.Е.** Газовая скважина как ключевой объект цифрового месторождения 5
- Кармачев Д.П.** Анализ статистических данных об отказах промышленных трубопроводов ПАО "НК "Роснефть" 15
- Аганов В.М., Асирян А.В.** Разработка мобильной роботизированной платформы для автоматизации логистических процессов склада 22

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

- Соловьев И.Г., Константинов И.В., Говорков Д.А.** Оптимизация параметров обустройства и режима эксплуатации скважины с ЭЦН в условиях осложнений 28
- Григорьев Л.И., Асирян А.В., Беккер А.С.** Синергетические методы анализа помпажных явлений в работе центробежного компрессора газоперекачивающего агрегата 36
- Магеррамова С.Д.** Моделирование процесса газожидкостного течения в газоконденсатном пласте к горизонтальной скважине при неустановившемся режиме 46

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

- Шабалин А.С., Ахметзянова Л.А., Шабалина О.К.** Влияние свободного газа на метрологические характеристики кориолисовых расходомеров 53

AUTOMATION, TELEMECHANIZATION AND COMMUNICATION IN OIL INDUSTRY

Scientific-Technical Journal

Founded in 1973

September 2019

№ 9(554)

12 issues per year

CONTENTS

INFORMATIONAL, MEASURING, EXPERT, EDUCATIONAL SYSTEMS

- Eremin N.A., Stolyarov V.E. A gas well as a key object of a digital field..... 5
- Karmachev D.P. Statistical data analysis of PJSC "NK "Rosneft" field pipelines failure 15
- Aganov V.M., Asiryanyan A.V. Development of a mobile robotized platform for automation of a warehouse logistic processes 22

MATHEMATICAL MODELING AND SOFTWARE

- Solovyev I.G., Konstantinov I.V., Govorkov D.A. Optimization of equipment parameters and a well operational mode with ESP under conditions of complications 28
- Grigoriev L.I., Asiryanyan A.V., Becker A.S. Synergetic methods of surge phenomena analysis in the operation of a centrifugal compressor of a gas pumping unit 36
- Maharramova S.D. Modeling of a gas-liquid flow process in a gas-condensate reservoir to a horizontal well in unsteady mode 46

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

- Shabalin A.S., Akhmetzyanova L.A., Shabalina O.K. Influence of free gas on metrological characteristics of Coriolis flowmeters 53

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

EDITORIAL BOARD:

Abramov G.S. (Chief Editor) – Dr. of tech. sci., Cand. of tech. sci., TC 024 "Metrological Support of Energy Production and Accounting", Tyumen;

Bakumenko A.V. – Dr. of tech. sci., General Director of JSC "MRTI RAS", 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;

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;

Kuz'yakov O.N. – Dr. of tech. sci., assistant professor, Chief of the Chair of TIU, Tyumen;

Kuchumov R.Ya. – Dr. of tech. sci., Professor, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow;

Lachkov A.G. (Deputy-Chief editor) – General Director of JSC "VNIOENG", Moscow;

Lukyanov E.E. – Dr. of tech. sci., Deputy-General Director on Scientific work of "Luch" – Scientific-Production Company of geophysical equipment, Novosibirsk;

Molchanov A.A. – Dr. of tech. sci., Saint-Petersburg Mining University, St. Petersburg;

Sabirov A.I. – Cand. of tech. sci., Director of "GKS" Scientific-Production Company, Kazan;

Sidorov V.V. – Cand. of tech. sci., Head of the Chair of National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow;

Slepyan M.A. – Cand. of tech. sci., Dr. of econom. sci., General Director of "Nefteavtomatika" Research and Production Company, Moscow;

Terekhina G.V. – leading specialist, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow;

Fafurin V.A. – Dr. of tech. sci., the First Deputy-Director on Scientific work, Kazan.

При участии ОАО "ВНИИОЭНГ"

Индекс журнала

58504 – по каталогу Агентства "Роспечать",
10338 – по объединенному каталогу
10339 "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 – "Губкинский университет"

Ведущий редактор: *Г.В. Терехина*

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

Адрес редакции: 119991, Россия, г. Москва,
Ленинский просп., 65, корп. 1.
Тел. 8-499-507-91-16

Сайт: <https://www.gubkin.ru>;
e-mail: com@gubkin.ru

Подписано в печать 09.08.2019 г.
Формат 84×108^{1/16}.
Усл. печ. л. 5,88. Уч.-изд. л. 6,0.
Тираж 1500 экз.
Цена свободная.

Печатно-множительная база:
Типография ООО "Полипресс"
115569, Россия, г. Москва, ул. Домодедовская, 4.

При перепечатке материала ссылка на издание
обязательна.

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

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

Владимиров А.И. – канд. техн. наук, профессор, Президент РГУ нефти и
газа (НИУ) имени И.М. Губкина, председатель совета

Лопатин А.С. – д-р техн. наук, профессор, советник ректората,
зав. кафедрой, председатель комиссии по редакционно-
издательской деятельности Ученого совета РГУ нефти
и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, заместитель пред-
седателя совета

Завьялов А.П. – канд. техн. наук, доцент, РГУ нефти и газа (НИУ) име-
ни И.М. Губкина, секретарь совета

Абрамов Г.С. – д-р экон. наук, канд. техн. наук, член технического коми-
тета ТК 024 "Метрологическое обеспечение добычи
и учета энергоресурсов (жидкостей и газов)"

Васильев Г.Г. – д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой РГУ
нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Гируц М.В. – д-р хим. наук, доцент, декан факультета научно-
педагогических кадров и кадров высшей квалификации
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Григорьев Л.И. – д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой РГУ
нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Ивановский В.Н. – д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой РГУ
нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Кершенбаум В.Я. – д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой РГУ
нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Лачков А.Г. – генеральный директор ОАО "ВНИИОЭНГ"

Лоповок Г.Б. – канд. экон. наук, доцент, директор Издательского цен-
тра РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Мастепанов А.М. – д-р экон. наук, профессор, РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина, академик РАЕН, заведующий
Аналитическим центром энергетической политики и
безопасности ИПНГ РАН

Мартынов В.Г. – д-р экон. наук, профессор, ректор РГУ нефти и газа
(НИУ) имени И.М. Губкина

Мещеряков С.В. – д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой РГУ
нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Мурадов А.В. – д-р техн. наук, профессор, проректор по научной работе
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Оганов А.С. – д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой РГУ
нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Соловьянов А.А. – д-р хим. наук, профессор, заместитель директора ФГБУ
"Всероссийский научно-исследовательский институт
охраны окружающей среды"

Туманян Б.П. – д-р техн. наук, профессор, РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина

ГАЗОВАЯ СКВАЖИНА КАК КЛЮЧЕВОЙ ОБЪЕКТ ЦИФРОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.А. Еремин^{1,2}, В.Е. Столяров¹

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

В статье рассматриваются проблемы, связанные с состоянием газового фонда добычных предприятий, вопросы эволюционного развития систем управления газовой скважиной. Приводятся перспективные технологии, способствующие созданию цифровой газовой скважины. Рассмотрены типовые схемы цифровизации, особенности цифровизации газовых скважин, зависящие от специфики условий эксплуатации. Формулируются основные цели внедрения интегрированного управления месторождением как этапа при создании цифрового газового месторождения, описываются первоочередные объекты и объемы цифровизации газовой скважины.

Ключевые слова: газодобыча; эволюция цифровизации; газовые скважины; цифровизация; интеллектуализация; роботизация; модели технического обслуживания; цифровые скважины и месторождения; геолого-промысловая информация; оптимизация процессов; эффективность; интеллектуализация газодобычи.

DOI: 10.33285/0132-2222-2019-9(554)-5-14

A GAS WELL AS A KEY OBJECT OF A DIGITAL FIELD

N.A. Eremin^{1,2}, V.E. Stolyarov¹

(¹Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences, ²National University of Oil and Gas "Gubkin University")

The paper discusses the problems associated with the state of the gas fund of production enterprises, the evolutionary development of gas well control systems. Promising technologies promoting the creation of a digital gas well are presented. Typical digitalization schemes, particular features of a gas wells digitalization, depending on the specific conditions of operation, are considered. The main targets of introduction of an integrated field management as a stage in creating a digital gas field are formulated, the primary objects and volumes of a gas well digitalization are described.

Keywords: gas production; digitalization evolution; gas wells; digitalization; intellectualization; robotization; technical maintenance models; digital wells and fields; geological and field information; processes optimization; efficiency; intellectualization of gas production.

По данным Министерства энергетики Российской Федерации в 2018 г. нефтегазодобывающие компании России добыли рекордные 733 млрд м³ газа, причем за первый квартал 2019 г. объемы добычи увеличились еще на 3,3 % по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. В пятерку лидеров, по итогам 2017 г., обеспечивших поставку газа на внутренний и внешний рынки России, вошли компании со следующими показателями, млрд м³: ПАО "Газпром" – 498,7; ПАО "НК "Роснефть" – 47,5; ПАО "Новатэк" – 45,5; ПАО "ЛУКОЙЛ" – 21,1; ПАО "Газпром нефть" – 15,3 [1]; <https://minenergo.gov.ru/node/1215>.

В работе [1] ранее было показано, что эволюция систем управления производственными процессами добычи проходила в течение достаточно длительного времени пропорционально требованиям отрасли и возрастания сложности решаемых задач при управлении технологическими процессами. Значительные успехи достигались только в период обеспечения государственной технической и экономической под-

держки, что позволяло в сжатые сроки обеспечивать необходимый темп развития и лидирующие позиции в мире.

Большинство достижений базировалось на созданной ранее научно-технической базе и технологиях прошлого столетия с учетом господствовавшей стратегии разработки месторождений газа с максимизацией полноты извлечения ресурсов и минимизацией издержек в процессе добычи. Несовершенство налогового законодательства страны не стимулирует использования низкодебитных скважин и перспективных инновационных технологий, в результате чего нефтегазоотдача в настоящее время продолжает снижаться и в недрах остается около 70 % нефти и 30...35 % газа от разведанных углеводородов. Результатом такой политики является то, что нефтегазодобывающие компании применяют практику выборочной разработки залежей, при которой используются наиболее продуктивные объекты, с одновременной остановкой (консервацией) низкодебитных скважин с невырабо-

танними разведанными запасами. В открытых источниках приводятся сведения, что в России неработающий фонд добывающих скважин составляет порядка 30 % от их общего числа [2].

Эксплуатационный фонд газовых скважин является базой для обеспечения сохранения объемов добычи и повышения эффективности применения новых технологий эксплуатации. По информации Федеральной службы государственной статистики, степень изношенности производственных активов в РФ составляет 48,1%. В добыче полезных ископаемых этот показатель выше и составляет 56,4 %. В газовом производстве высокая степень изношенности фондов обусловлена использованием энергии месторождений при технологическом процессе добычи, геологической концентрацией разведанных запасов в отдаленных районах Сибири, Дальнего Востока и Арктики и отсутствием развитой инфраструктуры в районах добычи.

Для сохранения лидирующих позиций на газовом рынке необходимо внедрить эффективные интегрированные бизнес-модели производства, эксплуатации; сформировать и реализовать оптимальные методики эффективного газового бизнеса для всех стадий жизненного цикла месторождений на основе современной нормативно-правовой базы и перспективных достижений научно-технического прогресса.

Проблеме совершенствования моделей технического обслуживания в последние годы уделяется большое внимание: так, согласно Распоряжению Правительства РФ от 29 ноября 2017 г. № 2664-р "О внесении изменений в Стратегию развития электросетевого комплекса России", внесены изменения в части перехода к управлению производственными активами по фактическому техническому состоянию с обеспечением сбалансированного соотношения финансовых затрат, рисков и качества предоставляемых услуг. Принимаемые организационно-технологические решения также должны сопровождаться развитием нормативного регулирования в сфере цифровизации с целью устранения существующих противоречий в части требования организации работ.

На долю ПАО "Газпром" приходится порядка 69 % объема добываемого в стране газа и порядка 12 % от мировой добычи. Основным центром добычи при этом остаются Надым-Пур-Газовский нефтегазоносный район ЯНАО, месторождения Западной Сибири, Дальнего Востока и Арктики.

По отчетам ПАО "Газпром" число эксплуатируемых месторождений в Группе компаний постоянно увеличивается – с 126 в 2014 г. до 138 в 2018 г.; соответственно увеличился фонд действующих газовых скважин с 7300 до 7450, а нефтяных – с 7400 до 8500 без учета добывающих скважин подземных хранилищ газа (ПХГ) (рис. 1); <https://www.gazprom.ru/about/production/extraction>.

В рамках программы "Цифровая экономика Российской Федерации" и "Стратегия развития информационного общества в Российской Федерации на 2017–2030 гг." необходимо модернизировать газовую отрасль и создать эффективные цифровые месторождения.

Развитие цифровой модернизации газовой отрасли обусловлено не только географическим расположением уникальных и гигантских месторождений преимущественно в условиях Сибири и Арктики, состоянием большинства месторождений в стадии падающая добыча, при наличии значительных трудноизвлекаемых запасов нефти и газа, но и возможностью сохранить объемы добычи, существенно снизить себестоимость за счет применения новых технологий при наличии инфраструктуры и компетентных специалистов на месторождениях. В настоящее время имеется полная проработка большинства технологических вопросов по созданию эффективного цифрового месторождения в виде отдельных компонентов, реализованы опытные наработки по эффективному управлению разработкой газовых месторождений, созданию и применению не только элементов действующей геотехнологической модели месторождения, но и цифрового месторождения в целом с элементами интеллектуального управления на отечественной базе. Созданы и апробированы эффективные комплексы алгоритмов и программ, которые могут практиковаться полностью реализовать системы автоматизированного проектирования и управления, обеспечить технологическую и экологическую безопасность и эффективность добычи, в том числе и для трудноизвлекаемых запасов для месторождений с падающей добычей.

Основными препятствиями на пути комплексного применения технологий по-прежнему являются со стороны государства: несовершенство законодательства по регулированию нефтегазодобывающей отрасли и отсутствие экономического стимулирования добывающих предприятий для развития цифровых технологий. Со стороны отрасли: недостаточное финансирование опытно-конструкторских работ и перспективных технологий, технологическое отставание в получении и применении оперативной, достоверной геолого-промысловой информации со скважин в необходимом объеме для реализации алгоритма расчета оптимальных режимов работы добывающих скважин и определенный консерватизм в применении цифровых технологий. Не способствует процессу перехода и отсутствие нормативно-правовой законодательной базы по проектированию и эксплуатации перспективных технологий с минимальным участием персонала в процессе добычи [3].

Обеспечение экономической целесообразности организации добычи при имеющихся технологических и экологических ограничениях, имеющаяся компетентность специалистов отрасли показывает, что для эффективного экономического и технологического развития отрасли надо провести ранжирование принятых государством ключевых направлений применения новых цифровых технологий в рамках программы "Цифровая экономика Российской Федерации" до 2024 г.:

– нейротехнологий и искусственного интеллекта, технологий беспроводной связи и новых производственных технологий, методов управления производ-

ством, адаптированных к скважинам и промыслам, технологий управления активами по фактическому состоянию;

- технологий больших данных для обеспечения прогнозного анализа ситуации и принятия упреждающих воздействий; снижения технологических и экологических рисков, организации геолого-технологического мониторинга месторождений и эффективного планирования и организации эксплуатации;
- применения промышленного Интернета на ме-

сторождениях, интерактивных технологий эксплуатации для опасных производственных объектов с целью снижения влияния человеческого фактора, издержек в сложных климатических условиях и неразвитой инфраструктуры территорий добычи нефти и газа;

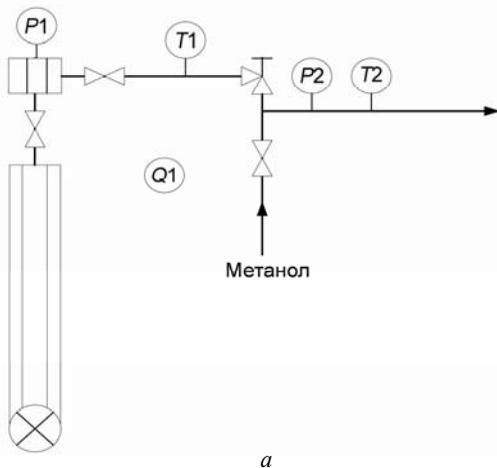
- применения технологий распределенного реестра (блокчейн) за счет децентрализации расчетов и эксплуатационных процедур, компетентности участников; обеспечение безопасности и защищенности технологических информационных потоков; распределенных процедур обеспечения эксплуатации; создания удаленных отраслевых специализированных центров компетентности для широкого привлечения внешних экспертов к производственным процессам в оперативном режиме;
- обеспечение и применение виртуальной и дополненной реальности в работе мобильных рабочих, роботизированных комплексов во всех производственных процессах добычи и транспортировки продукции, применение мобильных устройств при контроле процессов эксплуатации.



Рис. 1. Газовый промысел Бованенковского НКМ



Рис. 2. Организация газосборных сетей месторождения и ПХГ



а



б

Рис. 3. Схема автоматизации (а), кустовая газовая площадка месторождения (б)

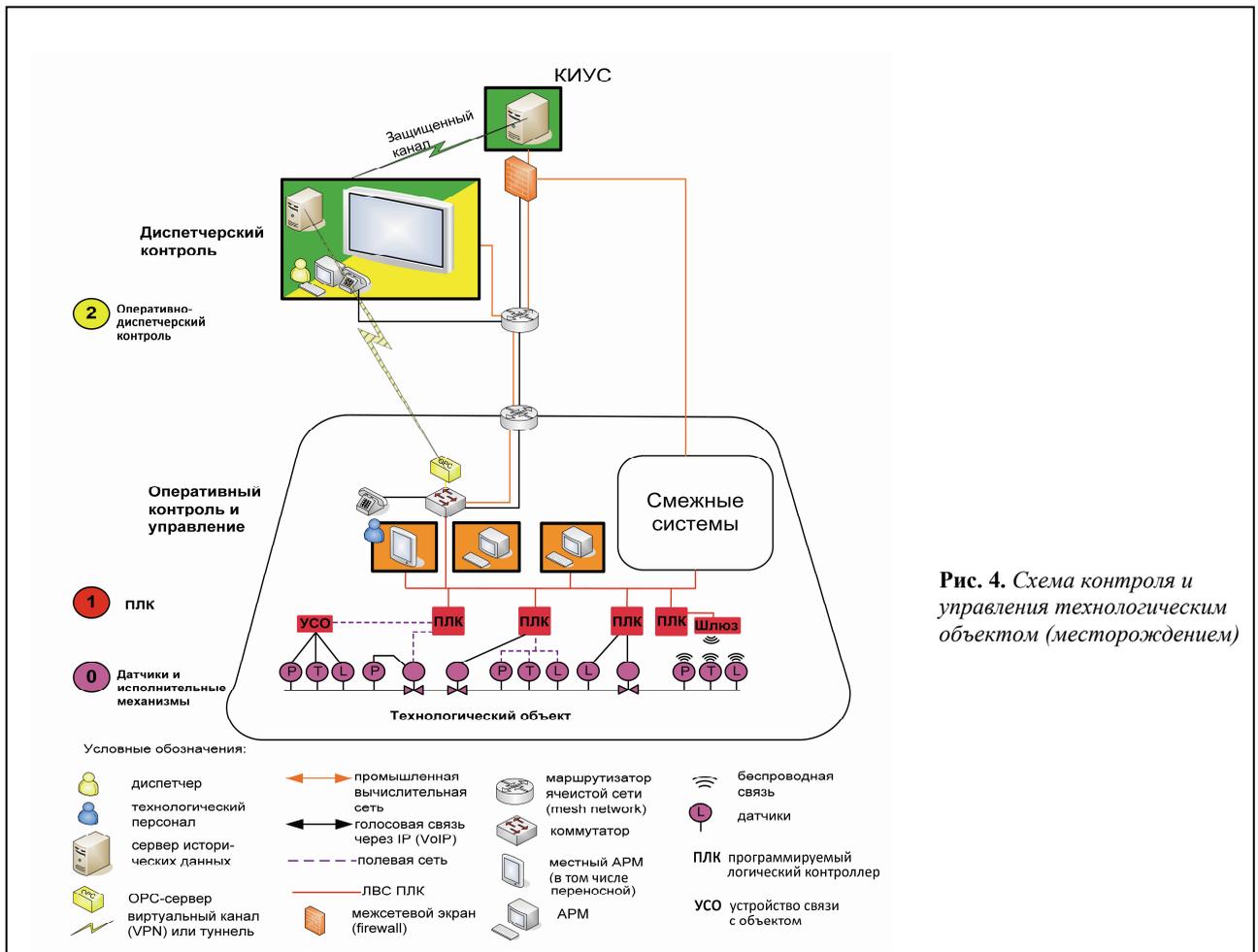


Рис. 4. Схема контроля и управления технологическим объектом (месторождением)



Рис. 5. Куст скважин с установками термостабилизации

Упрощенно архитектура создаваемого в перспективе цифрового месторождения включает в себя подземные и надземные технологические объекты (скважины и инфраструктура добычи), систему контроля добычных операций в режиме реального времени; интегрированную модель газового производства; центр интегрированного управления; оптоволоконную систему сбора и передачи больших объемов геолого-промысловой операции; банк геопромысловых данных [3, 4]. В процессе модернизации нефтегазового комплекса, исходя из состава применяемого оборудо-

вания, формируется понятие "цифрового месторождения" как технологического объекта (месторождения) с элементами искусственного интеллекта, включая систему контроля нефтегазовых операций в режиме реального времени, интегрированную модель пласта и модели управления производством на основе критериев сокращения капитальных и операционных затрат, необходимой технологической и экологической безопасности, обеспечиваемые инновационными программно-техническими средствами в процессе эксплуатации. Ключевым элементом при этом являются "цифровые скважины", которые по оценкам экспертов позволяют обеспечить процесс эффективного управления добычей, быструю экономическую отдачу от инвестиций, снизить стоимость освоения на 3...5 % и эксплуатационные затраты не менее 20 % [5, 6].

Как уже указывалось, до середины 1960-х гг. автоматические устройства на отечественных месторождениях практически не применялись, при этом измерения обеспечивались на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) для объектов добычи и установки газосборных сетей (ГСС) для хранилищ газа. При кустовом разбуривании и освоении месторождения при подключении нескольких скважин к одному шлейфу и отсутствии параллельного замерного

шлейфа организация таких измерений оказалась крайне неэффективной и не обеспечила эффективности при проведении ручного регулирования штуцерами (рис. 2).

Разработка и применение скважинных датчиков давления, температуры, расхода, индикаторов наличия жидкости и механических примесей в углеводородном потоке, получаемом со скважины, создание автоматизированной системы индивидуальной дозированной подачи ингибитора, а также технических средств энергообеспечения и организации передачи информации со скважины и месторождения в отсутствие необходимой инфраструктуры месторождений относятся в меньшей степени к научной и технической задаче, касающейся разработчиков и производителей оборудования, а скорее относятся к экономической и стратегической задаче поддержки и обеспечения собственной технической независимости. Только в последнее время этот процесс получил ускорение в рамках единой государственной политики по технологическому развитию, ранее каждая из компаний развивалась самостоятельно в соответствии с собственными концепциями развития и технического регулирования. Можно утверждать, что обязательное внедрение управления и контроля режимов отбора газа из скважин на месторождениях и хранилищах газа является качественно новым этапом в проектировании, управлении разработкой и эксплуатации месторождений и без него нельзя рассматривать технологии больших данных, структурирование и линкование баз данных в рамках цифровизации и создания интеллектуального месторождения [7, 8].

Как показывает опыт разработки газовых месторождений и хранилищ газа, отсутствие оперативного контроля и дистанционного управления технологическими объектами, устройств автоматического распределения и дозированного ввода ингибитора, средств автоматической защиты в ряде случаев не позволяло своевременно выявить и локализовать осложнения в эксплуатации, что в дальнейшем приводило к огромным экономическим затратам, необходимости проведения восстановительных и экологических работ при ликвидации последствий. Системы автоматизированного сбора, хранения информации с возможностью оперативного управления запорной и регулирующей арматурой обязательны для всех технологических объектов месторождений и ПХГ и являются ключевым элементом безопасности и эффективности для скважинного фонда газовых месторождений и подземных хранилищ.

Основной эффект от создания автоматизированной скважины (в перспективе "интеллектуальной") может быть получен за счет рациональной эксплуатации системы пласт – забой – устье скважины как единого технологического комплекса, что позволит на основе оперативной информации и упреждающего регулирования не допустить поступления воды на забой сква-

жины, исключит условия его разрушения и выноса частиц породы на поверхность. Как показали исследования, точное знание состояния призабойной зоны позволяет без дополнительных затрат увеличить производительность по целому ряду скважин в условиях геолого-технологических ограничений на 30...40 %. С учетом этих подходов типовой схемой автоматизации скважины в ОАО "НК "Роснефть" [9], принятой для месторождения, является схема, приведенная на рис. 3, где $P1$ – давление буферное, $P2$ – давление газа после штуцера, $T1$ – температура газа до штуцера, $T2$ – температура газа после штуцера, $Q1$ – загазованность в зоне скважин.

Для обеспечения оперативного контроля и управления объектами инфраструктуры и их интеграции используется схема, приведенная на рис. 4.

Реализация этого подхода позволила обеспечить комплексное управление и диспетчерский контроль газовых скважин в соответствии с принятым в ОАО "НК "Роснефть" документом "Стандарт компании. Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам".

С учетом технологических особенностей месторождений и возможности удаленного управления (применение малолюдных технологий) в ПАО "Газпром" в 2011 г. были разработаны рекомендации "Р Газпром 2-2.1-579-2011. Автоматизированный газовый промысел. Основные требования к технологическому оборудованию и объемам автоматизации на стадии освоения месторождения". Положения рекомендаций были апробированы в дочерней компании ПАО "Газпром нефть" филиал "Газпромнефть-Муравленко". Высокой оценкой технологических возможностей и надежности принятых решений в области удаленного управления (35 км) стала премия ПАО "Газпром" в области науки и техники (Постановление Правления № 43 от 24 сентября 2012 г.) за работу "Разработка и внедрение высокоавтоматизированного технологического комплекса (АТК), основанного на принципах малолюдных технологий по добыче, подготовке и транспортировке природного газа", которая фактически стала основой ряда положений стандарта. С учетом опыта эксплуатации (рис. 5) и новых предложений по совершенствованию возможности дистанционного управления и применения цифровых технологий был разработан и принят в 2016 г. стандарт "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" [9].

К важнейшим положениям Стандарта необходимо отнести требования по обязательному оснащению скважин системами технологического контроля оборудования согласно типовым решениям, в том числе

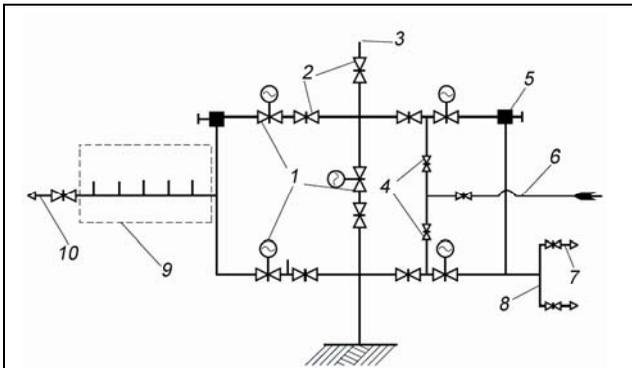


Рис. 6. Типовая схема обвязки устья скважины:

1 – арматура электрифицированная; 2 – арматура ручная; 3 – отбор для измерения давления; 4 – арматура ручная на линии подачи ингибитора; 5 – угловой вентиль; 6 – линия подачи ингибитора; 7 – газ на факельную линию; 8 – газ на свечу с автоподжигом; 9 – отборы для измерения дебита, температуры, давления, индикации твердых примесей и жидкости в потоке газа; 10 – газ в коллектор

малобюджетными системами контроля оборудования на базе оптоволоконных, беспроводных и космических каналов связи, необходимости применения малолюдных режимов эксплуатации для технологических объектов. Типовая схема обвязки устья скважины представлена на рис. 6.

Как видно из рис. 6, обвязка скважин должна включать следующее устьевое оборудование:

- фонтанную арматуру с электроприводной запорной арматурой для осуществления алгоритмов местного или дистанционного пуска (останова) отдельных скважин и куста газовых скважин (КГС) в целом;
- регулятора дебита;
- штуцеров, термокарманов, шаровых кранов для подключения датчиков давления в составе фонтанной арматуры и (или) на трубопроводе–шлейфе;
- факельного устройства с автоматической и дистанционной системой розжига для продувки скважин;
- запорно-регулирующей арматуры для подачи ингибитора гидратообразования на забой скважины и в наземные трубопроводы–шлейфы; запорной арматуры, клапанов–отсекателей с дистанционным управлением и другим оборудованием при необходимости.

Схемы обустройства скважин в условиях наличия сероводорода при ручном и пневматическом управлении представлены на рис. 7.

Управляющая скважиной или кустом скважин станция управления фонтанной арматурой (СУФА) является частью автоматизированной системы месторождения (пневматической, гидравлической, электрической либо комбинированной), управляющей всей системой обвязки исполнительных механизмов фонтанной арматуры и запорно-регулирующих устройств.

Проведенные мероприятия по оснащению добывающих скважин системами контроля и управления режимом позволили оперативно оптимизировать ра-

боту скважин в кусте, а также предотвратить разрушение призабойной зоны и увеличить суточные дебиты на 10...25 % в условиях эксплуатации для скважин, имеющих осложнения с выносом жидкости и песка. Работы по оснащению системами контроля продолжают в настоящее время.

Классификация скважин, объемы необходимой автоматизации определяются с учетом "комплексного подхода" при обустройстве месторождения и ряде ограничивающих факторов и условий по автоматизации (рис. 8). При этом принимаются во внимание, согласно "СТО Газпром 2-2.1-1043-2016. Автоматизированный газовый промысел":

- конструктивные и технологические особенности скважин, расстояние между устьями как параметры, определяющие функциональные задачи;
- схема расположения скважин и технологическая схема ГСС как факторы, влияющие на объем точек контроля и управления объектами;
- вид добываемой продукции, дебиты скважин – показатели, влияющие на объем эффективных затрат на обустройство;
- этап инвестирования (строительство или реконструкция) как ключевой момент, влияющий на объем и цели привлекаемых инвестиций;
- содержание в добываемой продукции сероводорода как сигнификатора, требующего наличия аварийной защиты и исполнительного оборудования;
- наличие систем внешнего электроснабжения как фактора, влияющего на применение объема решений и возможностей по автоматизации;
- географический район расположения объектов управления, который влияет на климатическое исполнение оборудования и другие ограничения.

С учетом изменившихся подходов на поздней стадии освоения месторождений (снижение эффективности работы скважин в связи с падением пластового давления, скоплением жидкости, разрушением породы продуктивного пласта) обеспечение контроля параметров скважин и шлейфов сборных сетей является сегодня обязательным условием достижения эффективности добычи на месторождениях.

Роль оперативной информации при этом возрастает и, соответственно, в технологическом комплексе пласт – скважина – ГСС – УППГ (установка предварительной подготовки газа) – УКПГ – ДКС (дожимная компрессорная станция) – МГ (магистральный газопровод) требуется возможность ситуационного управления с целью рационального использования остаточного пластового давления и фонда скважин в длительной перспективе.

С учетом этого, для новых месторождений предусматривается возможность обеспечения работы скважины в ручном/дистанционном/автоматическом режимах. Основой управления цифровыми объектами газодобычи ("цифровыми месторождениями") является широкое применение информационных технологий, риск-ориентированных алгоритмов и процессов с минимальным участием человека в производстве.



а



б

Рис. 7. Обустройство скважин в условиях наличия сероводорода, управление ручное (а), пневматическое (б)



Рис. 8. Обустройство скважины на КЛК

На рис. 8 приведен пример автоматизированного управления добычей с применением концентрических лифтовых колон (КЛК) при наличии технологических осложнений.

Задача создания систем искусственного интеллекта требует существенного изменения имеющихся практик и серьезной формализации знаний экспертов и профессионалов в специфических направлениях, обязательного применения ранее апробированных на объектах программно-технических средств и АСУТП, эффективных алгоритмов управления как обязательного условия в создаваемых математических моделях оптимальных объектов и новых продуктов знаний [1, 10–12].

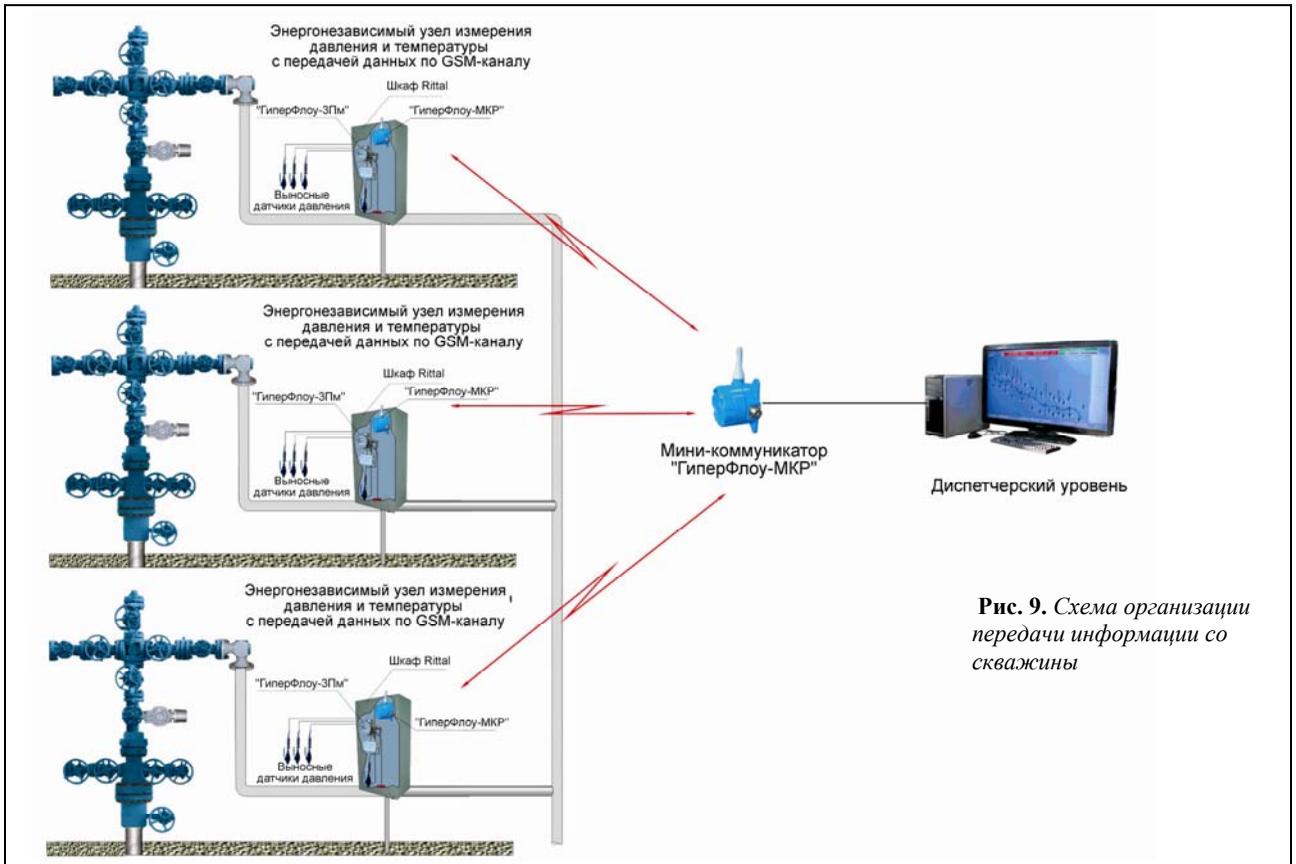


Рис. 9. Схема организации передачи информации со скважины



Рис. 10. Комплект программно-технических средств управления промыслом



Рис. 11. Рабочее место диспетчера месторождения

Необходимо отметить, что интерактивное геологическое моделирование должно базироваться на высокотехнологичных подходах и применяемых программных комплексах на основе оперативных данных, получаемых с разведывательных и добывающих скважин на всем протяжении жизненного цикла газового производства. Применение подобного подхода позволяет создавать реальные 3D-модели продуктивных пластов месторождения, определить и своевременно корректировать основные показатели разработки, снизить риски по оценке запасов и технологическому режиму эксплуатации. Пример организации энергонезависимого узла измерений параметров дав-

ления и температуры с куста газовых скважин с использованием беспроводных каналов передачи информации на основе GSM-каналов приведен на рис. 9.

Техническая реализация информационного обеспечения построения 3D-модели пласта выполнена ООО "НПО "Вымпел" (г. Саратов, Россия).

В дальнейшем разработанные 3D-модели продуктивных пластов используются в составе подсистемы геологического моделирования АСУ разработкой месторождения и служат для решения следующих задач:

- автоматизированного расчета текущих запасов углеводородного сырья в продуктивных пластах и прогнозах выработки месторождения при текущем уровне отбора;
- расчета оптимальных показателей разработки месторождения с использованием 3D-модели;
- автоматизированного расчета, текущего и прогнозируемого материального баланса и количества ингибиторов по месторождению;
- расчета и передачи корректирующих уставок в систему поддержки принятия решений (СППР) месторождения и вышестоящую СППР ИАСУ ТП газовых промыслов и месторождений на уровне добычного предприятия (Общества).

Пример построения комплексной системы контроля и управления месторождением на основе энергонезависимых (возобновляемых) источников энергообеспечения и беспроводных каналов передачи техно-

логической информации и управления запорной и регулирующей арматурой представлен на рис. 10.

С учетом применения современных технологий возрастают вложения в перспективные технологии, когда необходимо создание специализированных центров по разработке и внедрению проектных моделей (цифровых двойников) программно-технических комплексов с целью обеспечения единой технической политики предприятия и возможности разработки типовых проектных подходов, с возможностью тиражирования. Автоматизация технологических процессов проводится в соответствии с требованиями к составу контролируемых параметров технологических режимов и оперативного мониторинга технического состояния производственных объектов, сценариям и алгоритмам автоматического регулирования и реагирования, а также другой необходимой оперативной информации, характеризующих технологические процессы.

Оптимизация процессов и итоговая эффективность месторождения определяются объективно возможностью оперативного регулирования между месторождениями и отборами по конкретным КГС и даже отдельным скважинам на месторождениях Общества, а также возможностью проведения оперативных измерений для точной реализации заданий по добыче в рамках проектных показателей обустройства промысла.

Необходимым элементом при этом является возможность оперативного анализа эффективности воздействия на основе проектной разработки геолого-геофизической модели месторождения и реальных газоконденсатных характеристик скважин. Технология дистанционного управления при наличии управляющих воздействий позволяет обеспечить оперативную динамическую оптимизацию и повышение качества управления процессом добычи за счет алгоритмического формирования управляющих воздействий в реальном масштабе времени, а также:

- автоматизированную подстройку и обеспечение адекватности построенной геолого-технологической модели;
- автоматизированный расчет материального баланса по скважинам, промыслам и месторождению в целом;
- подсчет запасов и оформление соответствующих отчетных форм для списания и уплаты НДС по месторождению;
- оптимизацию распределения нагрузки по скважинам и планирование мероприятий по капитальному ремонту и интенсификации;
- адаптацию системы управления режимами месторождения.

Базовым трендом с применением таких технологий является повторяющийся коррекционный цикл типа: цифра – модель – оперативность – экономика, а технологический цикл управления процессом добычи обеспечивается повторяющимся циклом: измерение – коррекция – контроль – прогноз – воздействие [13].

Исходя из проекта развития, добывающие компании, для обеспечения экономической эффективности

и сохранения объемов добычи, в рамках принятых Концепций, должны будут развивать технические решения, реализованные на основе: единых цифровых платформ, включающих такие элементы, как DSS (система поддержки принятия решений), PLM (управление жизненным циклом продукта), MES (система управления производственными процессами), ERP (планирование ресурсов предприятия), MDM (управление основными данными), CRM (управление взаимоотношениями с клиентами), ERM (управление рисками предприятия), а также развивать "продвинутого бизнес-аналитику"; модель постоянной оптимизации бизнеса; предсказательную и предписывающую аналитику; машинное обучение в операционные и управленческие процессы; модель "цифрового двойника" (виртуальную модель) технологических и бизнес-процессов, а также других продуктов (рис. 11).

Глобальной задачей, требующей решения в области цифровых технологий, является создание междисциплинарной проектно-исследовательской среды, т. е. интеграции и взаимодействия фундаментальной и прикладной наук, студентов и преподавателей, производителей и научных сотрудников для решения конкретных отраслевых проблем.

Анализ возможных появляющихся негативных последствий и новых проблем, которые возникнут при широком внедрении технологий цифровой экономики, еще не проведены. Всякое развитие позволяет находить новые подходы и эффективные методы управления [13].

Создание цифровой нефтегазовой отрасли в России позволит решить не только важнейшие проблемы отрасли, но и создать задел для будущего эффективного развития прикладных производств и технологий Российской Федерации.

Статья подготовлена по результатам работ, выполненных в рамках Программы государственных академических наук на 2013–2020 гг. Раздел 9 "Науки о Земле"; направление фундаментальных исследований: 132. "Комплексное освоение и сохранение недр Земли, инновационные процессы разработки месторождений полезных ископаемых и глубокой переработки минерального сырья", проект "Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности", № ААА0139-2018-0006.

ЛИТЕРАТУРА

1. Столяров В.Е., Еремин Н.А. Эволюция систем автоматизации газодобычи // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М.: ОАО "ВНИИО-ЭНГ", 2018. – № 8. – С. 5–12. – DOI: 10.30713/0132-2222-2018-8-5-12
2. Газовая и газоперерабатывающая промышленность России 2013–2018. Инвестиционные проекты и рейтинги компаний / Информационное агентство InfoLine. – URL: <https://infoline.spb.ru/upload/iblock/743/7434a0c38a155b0e82feaf86a8b9dc08.pdf>
3. Состояние и основные направления развития работ по созданию комплекса технических средств для автоматизации

- рованного контроля режимов отбора газа из скважин на газовых промыслах и подземных хранилищах газа: материалы НТС РАО "Газпром". – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 155 с.
4. Пономарева И.А., Еремин Н.А. Влияние отраслевого законодательства на коэффициент нефтеотдачи при освоении месторождений // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2009. – № 11. – С. 8–10.
5. Барометр развития нефтегазовой отрасли 2018: ежегодное исследование / Deloitte. – URL: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ru/Documents/energy-resources/Russian/Oil_Gas_Survey_ru_web.pdf
6. Цифровая модернизация нефтегазовой отрасли: состояние и тренды / Л.А. Абукова, А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин, А.Д. Черников // Датчики и системы – 2017. – № 11 (219). – С. 13–19.
7. 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.
8. Стандарт компании ОАО "НК "Роснефть" № ПЗ-04 СД-0038. Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам. – М.: ОАО "НК "Роснефть", 2014. – 28 с.
9. 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. – М.: Газпром экспо, 2016. – 31 с.
10. 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
11. Столяров В.Е., Еремин Н.А. Оптимизация процессов добычи газа при применении цифровых технологий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2018. – № 6. – С. 54–61. – DOI: 10.30713/2413-5011-2018-6-54-61
12. Цифровые газовые скважины: состояние и перспектива / Н.А. Еремин, В.Е. Столяров, Ал.Н. Еремин, И.К. Басниева // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2018. – № 7. – С. 48–55. – DOI: 10.30713/0207-2351-2018-7-48-55
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
- neftyanoy promyshlennosti. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2018. – № 8. – С. 5–12. – DOI: 10.30713/0132-2222-2018-8-5-12
2. Gazovaya i gazopererabatyvayushchaya promyshlennost' Rossii 2013-2018. Investitsionnyye proyekty i reytingi kompaniy / Informatsionnoye agentstvo InfoLine. – URL: <https://infoline.spb.ru/upload/iblock/743/7434a0c38a155b0e82fecaf86a8b9dc08.pdf>
3. Sostoyaniye i osnovnyye napravleniya razvitiya rabot po sozdaniyu kompleksa tekhnicheskikh sredstv dlya avtomatizirovannogo kontrolya rezhimov otbora gaza iz skvazhin na gazovykh promyslakh i podzemnykh khranilishchakh gaza: materialy NTS RAO "Gazprom". – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 155 с.
4. Ponomareva I.A., Eremin N.A. Vliyaniye otraslevogo zakonodatel'stva na koeffitsient nefteotdachi pri osvoyenii mestorozhdeniy // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2009. – № 11. – С. 8–10.
5. Barometr razvitiya neftegazovoy otrasli 2018: ezhegodnoye issledovaniye / Deloitte. – URL: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ru/Documents/energy-resources/Russian/Oil_Gas_Survey_ru_web.pdf
6. 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.
7. Osobennosti tsifrovoy transformatsii aktivov pri realizatsii investitsionnykh neftegazovykh projektov / N.A. Eremin, M.A. Korolev, A.A. Stepanyan, V.E. Stolyarov // Gazovaya prom-st'. – 2019. – № 4 (783). – С. 108–119.
8. Standart kompanii ОАО "НК "Rosneft" № ПЗ-04 SD-0038. Avtomatizirovannyye sistemy upravleniya tekhnologicheskimi protsessami neftegazodobychi. Trebovaniya k funktsional'nykh kharakteristikam. – М.: ОАО "НК "Rosneft", 2014. – 28 с.
9. СТО Газпром 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. – М.: Gazprom ekspo, 2016. – 31 s.
10. Eremin N.A., Sardanashvili O.N. Innovatsionnyy potentsial tsifrovyykh tekhnologiy // Aktual'nyye problemy nef'ti i gaza. – 2017. – № 3 (18). – DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2017-18.art13
11. Stolyarov V.E., Eremin N.A. Optimizatsiya protsessov dobychi gaza pri primenenii tsifrovyykh tekhnologiy // Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2018. – № 6. – С. 54–61. – DOI: 10.30713/2413-5011-2018-6-54-61
12. Tsifrovyye gazovyye skvazhiny: sostoyaniye i perspektiva / N.A. Eremin, V.E. Stolyarov, Al.N. Eremin, I.K. Basniyeva // Neftepromyslovoye delo. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2018. – № 7. – С. 48–55. – DOI: 10.30713/0207-2351-2018-7-48-55
13. Tsifrovizatsiya tekhnologiy dobychi gaza / V.E. Stolyarov, I.K. Basniyeva, N.A. Eremin [i dr.] // Aktual'nyye problemy nef'ti i gaza. – 2018. – № 2 (21). – DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art10

LITERATURA

1. Stolyarov V.E., Eremin N.A. Evolyutsiya sistem avtomatizatsii gazodobychi // Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v

Н.А. Еремин^{1,2}
e-mail: ermn@mail.ru,
В.Е. Столяров¹
e-mail: bes60@rambler.ru

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

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

N.A. Eremin^{1,2}
e-mail: ermn@mail.ru,
V.E. Stolyarov¹
e-mail: bes60@rambler.ru

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

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