

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

2-2018

ISSN 2412-6497



Содержание

ИННОВАЦИИ

- 3 В.Е. Столяров, Н.А. Ерёмин.** Цифровая система управления экспортным газопроводом с повышенным уровнем надежности

БУРЕНИЕ

- 11 Р.А. Ганджумян, Ю.В. Забайкин, В.С. Мекша, А.Ф. Хасанов, М.Р. Гаттарова.** Аналитический обзор особенностей использования PDC долот с центральной вставкой Stinger и резцами ONYX 360

МЕТОДОЛОГИИ

- 19 М.В. Кротова.** Анализ процессов формирования Российской национальной инновационной системы: возможности использования системного и цивилизационного подходов

СНАБЖЕНИЕ

- 29 Е.А. Ефимова.** Проблема снабжения нефтегазовой промышленности трубами и пути ее решения в СССР

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

- 35 Ю.В. Забайкин, В.С. Мекша, К.Н. Бойко, Н.В. Бирюкова, Н.В. Забайкина.** Аналитический обзор основных проблем и тенденций импортозамещения в нефтегазовом комплексе России

ПОДГОТОВКА КАДРОВ

- 41 Д.Г. Лапин.** Система корпоративной подготовки работников ПАО «Газпром» и его дочерних обществ в области управления рисками

ИСТОРИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

- 44 Р.В. Грибов.** Ведомственная периодическая печать как исторический источник по изучению нефтегазовой отрасли



Объединяют научный потенциал

Между Научно-техническим центром «Газпром нефти», Новосибирским государственным университетом (НГУ) и технопарком новосибирского академгородка подписано соглашение о стратегическом партнерстве в научно-исследовательской деятельности и образовательных проектах. Это сотрудничество позволит объединить совместный научный потенциал для развития современных российских технологий в нефтегазовой отрасли.

НТЦ «Газпром нефти», технопарк новосибирского академгородка и НГУ будут сотрудничать в сфере научно-исследовательской и проектно-конструкторской деятельности, подготовки кадров. В частности, предполагается совместное участие в разработке наукоемких инновационных технологий. Помимо этого планируется проведение различных семинаров, конференций и симпозиумов с участием ведущих российских и зарубежных партнеров.

На фото (слева направо): ректор Новосибирского государственного университета Михаил Федорук, директор по технологиям «Газпром нефти», генеральный директор Научно-технического центра компании Марс Хасанов и генеральный директор «Академпарка» Владимир Никонов.

gazprom-neft.ru



НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

№ 2
апрель–июнь
2018 года

Председатель
Научно-редакционного совета РГО —
Павел Завальный

Учредитель и издатель —
Союз организаций нефтегазовой
отрасли «Российское газовое
общество»

Свидетельство о регистрации
средства массовой информации
ПИ № ФС77-68557 от 31.01.2017

Журнал включен в Российский индекс
научного цитирования

Редакция не несет ответственность
за содержание рекламных материалов.

Перепечатка текстов и фотографий
«Научного журнала Российского газо-
вого общества» разрешается только
с письменного разрешения редакции.

При цитировании ссылка
на «Научный журнал Российского
газового общества» обязательна.

© Союз организаций нефтегазовой
отрасли «Российское газовое общество»
© ООО «Издательство «Граница»

Главный редактор —
Руслан Гайсин
+7 495 660-55-94
red@gb2012.ru

Ответственный секретарь —
Ольга Буравцева
+7 495 660-55-80 доб. 229
o.buravtseva@gazo.ru

Дизайнер-верстальщик —
Леонид Листвин

Корректор —
Ирина Владимировна

Подписано в печать: 9.06.2018

Отпечатано в типографии
ООО «Издательство «Граница»
123022 Москва, ул. 1905 года, д. 7, стр. 1
+7 495 137-99-90
granica_publish@mail.ru

Тираж 300 экз.

Журнал распространяется
по редакционной подписке
и адресной рассылке.

Почтовый адрес: 119261, Россия,
Москва, Ломоносовский пр-т, 7, корп. 5

www.gazo.ru

СОСТАВ НАУЧНО-РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ

Завальный Павел Николаевич — к.т.н., действительный член-корреспондент Академии технологических наук РФ «CITOGIC», президент, председатель Экспертного совета Союза организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество»

Белогорьев Алексей Михайлович — заместитель генерального директора по научно-организационной работе Института энергетической стратегии

Богоявленский Василий Игоревич — д.т.н., член-корреспондент РАН, заведующий лабораторией комплексного геолого-геофизического изучения и освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа Института проблем нефти и газа РАН

Голубев Валерий Александрович — к.э.н., заместитель председателя Правления ПАО «Газпром»

Дмитриевский Анатолий Николаевич — д.г.-м.н., академик РАН, профессор, директор Института проблем нефти и газа РАН

Ерёмин Николай Александрович — д.т.н., профессор, заведующий лабораторией теоретических основ разработки нефтяных месторождений Института проблем нефти и газа РАН

Жуков Stanisлав Вячеславович — д.э.н., руководитель Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН

Кожуховский Игорь Степанович — к.э.н., заместитель генерального директора ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики РФ

Крюков Валерий Анатольевич — д.э.н., член-корреспондент РАН, профессор, заместитель директора Института экономики и организации промышленного производства СО РАН, заведующий кафедрой энергетических и сырьевых рынков Высшей школы экономики

Лакно Пётр Гордеевич — к.ю.н., доцент юридического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова

Лисов Василий Иванович — д.э.н., заслуженный деятель науки РФ, член-корреспондент РАО, профессор, прези-

дент Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Ляпунцова Елена Вячеславовна — д.т.н., Совет Федерации ФС РФ, Комитет по социальной политике

Мастепанов Алексей Михайлович — д.э.н., профессор, руководитель Аналитического центра энергетической политики и безопасности Института проблем нефти и газа РАН

Медведев Александр Иванович — к.э.н., действительный член Международной академии инвестиций и экономики строительства, заместитель председателя Правления ПАО «Газпром»

Пашковская Ирина Грантовна — д.полит.н., ведущий научный сотрудник Центра евроатлантической безопасности Института международных исследований МГИМО(У) МИД России

Печёнкин Александр Евгеньевич — к.э.н., доцент, заместитель директора по научной работе НОУ «Корпоративный институт ПАО «Газпром»

Плакиткин Юрий Анатольевич — д.э.н., профессор, заместитель директора по научной работе Института энергетических исследований РАН

Сентюрин Юрий Петрович — к. полит. н., статс-секретарь — заместитель министра энергетики Российской Федерации

Сианисян Эдуард Саркисович — д.г.-м.н., профессор, академик РАЕН, заведующий кафедрой геологии нефти и газа Южного федерального университета

Смирнов Валентин Пантелеймонович — д.ф.-м.н., профессор, академик РАН, заместитель генерального директора — научный руководитель электрофизического блока ЗАО «Наука и инновации» ГК «Росатом»

Цыбульский Павел Геннадьевич — к.т.н., заместитель генерального директора ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Черепанов Всеволод Владимирович — к.г.-м.н., член Правления ПАО «Газпром», начальник Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти

Язев Валерий Афонасьевич — д.э.н., профессор

Цифровая система управления экспортным газопроводом с повышенным уровнем надежности

В.Е. Столяров, ПАО «Газпром»

Н.А. Ерёмин, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы получения оперативных параметров и сбора данных, визуализации информации, оперативного управления экспортного магистрального газопровода. Отмечено, что управление участками газопровода и компрессорными станциями производится на основе единого человеко-машинного интерфейса. Выявлено, что применение автоматизированных высоконадежных SCADA-систем позволило снизить влияние человеческого фактора. Показано, что открытые международные протоколы передачи данных позволяют обеспечить надежное управление в реальном масштабе времени. Интеграция предметных областей, таких как автоматизированное управление, технологический процесс транспортировки газа и информационные технологии, наиболее эффективно осуществляется на основе цифровой модернизации газотранспортных систем.

Ключевые слова: газопровод, магистральный газопровод, экспортный газопровод, компрессорная станция, сбор данных, визуализация информации, оптоволоконная связь, Большие Данные, оперативное управление, человеко-машинный интерфейс, человеческий фактор, SCADA-система, режим реального времени, цифровая модернизация.

Digital control system of an export gas pipeline with the increased level of the reliability

V. E. Stolyarov, PAO Gazprom)

N.A. Eremin, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NRU), Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

Abstract. The article deals with the issues of obtaining operational parameters and data collection, visualization of information, operational management of the export trunk gas pipeline. It is noted that the management of gas pipeline sections and compressor stations is carried out on the basis of a single man-machine interface. It is revealed that the use of automated highly reliable SCADA-systems allowed reducing the influence of the human factor. It is shown that open international data transfer protocols allow to provide reliable control in real time. Integration of subject areas such as automated management, technological process of gas transportation and information technologies is most effectively implemented on the basis of digital modernization of gas transmission systems.

Key words: gas pipeline, main gas pipeline, export gas pipeline, compressor station, data collection, information visualization, fiber-optic communication, Big Data, operational control, human-machine interface, human factor, SCADA system, real-time mode, digital modernization.

Статья подготовлена по результатам работ, выполненных в рамках Программы государственных академий наук на 2013 - 2020 годы. Раздел 9 «Науки о Земле»; направления фундаментальных исследований: 131. «Геология месторождений углеводородного сырья, фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа, научные основы формирования сырьевой базы традиционных и нетрадиционных источников углеводородного сырья» и 132 «Комплексное освоение и сохранение недр Земли, инновационные процессы разработки месторождений полезных ископаемых и глубокой переработки минерального сырья», в рамках государственного задания по темам «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности», № AAAA-A16-116031750016-3.

The article is prepared based on the results of the work carried out within the framework of the Program of the State Academies of Sciences for 2013-2020. Section 9 «Earth Sciences»; directions of fundamental research: 131. «Geology of hydrocarbon fields, fundamental problems of geology and geochemistry of oil and gas, scientific foundations for the formation of a raw materials base for traditional and non-traditional sources of hydrocarbon raw materials» and 132. «Integrated development and conservation of the Earth's interior, innovative development of mineral fields and deep processing of mineral raw materials», within the framework of the projects «The Fundamental Basis of Innovative Technologies in the Oil and Gas Industry», № AAAA A16-116031750016-3.

В настоящее время продолжает развиваться уникальная система газораспределения — Единая система газоснабжения (ЕСГ) России, включающая более 165 тыс. км магистральных и 700 тыс. км распределительных газопроводов. Цифровая модернизация газовой экономики становится значимым и эффективным элементом инновационного развития и обязательной составляющей

повышения конкурентоспособности производственно-экономического сектора транспорта газа [26–28]. Постановлением Правления ПАО «Газпром» от 23 октября 2017 № 39 утверждена «Комплексная целевая программа развития единого информационного пространства Группы «Газпром» на 2018–2022 гг. (КЦП ЕИП)». В рамках реализации этой программы предусмотрено «Разви-

тие ИТ-обеспечения основных бизнес-процессов управления газового бизнеса» и создание цифровых моделей производственных объектов — «цифровых двойников» для ряда технологических объектов, в том числе «Цифровой компрессорной станции» [22–24]. Реализация этих планов позволяет сформировать представление о производственно-технологическом комплексе как

«группе технологически сопряженных производственных объектов», адекватно оценить его потенциал, выявить текущие ограничения («узкие места» технологической инфраструктуры). Цифровая модернизация магистральных газопроводов обеспечит повышение надежности и эффективности работы ПАО «Газпром» как глобальной энергетической компании.

Важной компонентой Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России является ее экспортная составляющая, связанная с выполнением долгосрочных контрактных обязательств по поставке природного газа в 22 страны ближнего и дальнего зарубежья и выполнению межправительственных соглашений с 51 страной. Более 30% от добываемого ПАО «Газпром» газа имеют экспортную направленность в страны Евросоюза при среднем расстоянии транспортировки до потребителей порядка 3000 км. Все более реальным становится появление второго по величине после Европы рынка потребления газа стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Надежность этого сегмента во многом обеспечивает международную энергетическую безопасность, а также авторитет и геополитическое влияние России на континенте. Широкое применение цифровых систем автоматизации и связи, элементов автоматических и роботизированных систем является сегодня наиболее эффективным способом повышения эффективности и надежности поставки энергоресурсов на российские и зарубежные рынки [16–19, 21] и предполагает наличие центра-

лизованного управления и специализированного вертикально-интегрированного производства, являющегося составной частью отраслевой системы оперативно-диспетчерского управления (ОСОДУ) ПАО «Газпром». Примером эффективного применения этого подхода является опыт строительства и эксплуатации магистрального газопровода «Ямал — Европа». В 2019 году будет отмечаться 20-летний юбилей эксплуатации этого газопровода. На этапе проектирования и ввода в эксплуатацию трансконтинентального газопровода закладывались самые современные технические идеи, технологии и возможности для отработки проектов XXI века, и поэтому проект «Ямал — Европа» является и по настоящее время ключевым элементом в стратегии ПАО «Газпром», позволяя на основе телекоммуникационных технологий систем управления и связи обеспечить интеграцию в трансевропейскую газовую систему. Строящиеся компрессорные станции и линейная часть МГ «Ямал — Европа» включались, в пределах территориальных границ обслуживаемых участков газопроводов, в состав действующих линейно-производственных управлений (ЛПУ) ОАО «Лентрансгаз»: КС «Торжокская», КС «Ржевская», КС «Холм-Жирковская», КС «Смоленская» и управлений магистральных газопроводов (УМГ) ОАО «Белтрансгаз» (рис. 1): КС «Орша», КС «Крупки», КС «Минск», КС «Несвиж», КС «Слоним». С учетом ранее реализованных решений рассмотрим его отличительные особенности [1, 2].

Контрактные обязательства, которые принял ПАО «Газпром», отличались высоким уровнем риска: европейский потребитель обеспечивал прием достаточно малого количества газа, при высоком гарантированном уровне его поставки и технических ограничениях по обеспечению объемов транзита. Актуальность решений была обоснована перспективой расширения рынка и реализацией в дальнейшем ряда международных проектов, способствующих расширению газо-

снабжения потребителей стран Западной Европы, Скандинавских стран, Северо-Западного региона России, планам по строительству газопроводов «Северо-Европейского», «Голубого потока», «Северного потока», «Силы Сибири» и других международных газовых мега-проектов. Высокий уровень гарантированной доставки газа зарубежному потребителю ранее обеспечивался наличием резервных мощностей. Газопровод, как правило, строился сразу в двухниточном или даже многониточном исполнении. Авария на каком-то отдельном участке газопровода потому не приводит к существенным перебоям в поставках газа на выходе многониточной системы. Объемы поставки газа потребителю гарантируются за счет перераспределения транспортных потоков. Запрошенное зарубежными потребителями количество газа, ограниченные сроки строительства нового магистрального газопровода «Ямал — Европа» и средства не позволяли реализовать на первом этапе создание двухниточной системы. [3, 4]. Эти факторы диктовали формирование особых режимов работы газопровода с учетом имеющихся ресурсов. Кроме ограничений сроков строительства, обеспечения уровня надежности, расширяемости и непрерывности транспортной схемы, имелся ряд специфических эксплуатационных условий работы газопровода:

— газопровод является частью экспортной системы, не имеющей внутренних отводов и перемычек при организации транзита газа в европейские страны;

— применяемые решения являются цифровыми, типовыми для трассы с жесткими климатическими условиями и технологиями управления;

— эксплуатация МГ «Ямал — Европа» должна осуществляться путем оперативной координации между предприятиями разных стран (Россия, Белоруссия, Польша и Германия), участвующими в едином управлении газопроводом.

Общими требованиями для газопровода с максимально возмож-



Рис. 1. Рабочее место диспетчера ГТП ООО «Газпром трансгаз Беларусь»

ным внутренним давлением транзита и повышенным уровнем надежности систем поэтому предусматривались:

- применение качественных технологических компонент и оборудования (труб, газоперекачивающих агрегатов, нагнетателей, АВО и т.д.);
- обеспечение коррозионной защиты на всем участке газопровода;
- проведение стресс-тестовых испытаний газопровода при строительстве;

— наличие оперативной диагностики и контроля технического состояния оборудования КС и линейных участков всего экспортного газопровода;

— комплексная автоматизация технологических, экономических задач на основе единых баз данных;

— автоматизированное планирование и контроль объемов ремонтных работ, рациональный расход ТЭР и МТР;

— увеличение ресурса оборудования, снижение влияния «человеческого фактора», управление объектами в автоматизированном режиме;

— создание служб мониторинга состояния оборудования и оперативной ликвидации аварий; переход к эксплуатации оборудования по его фактическому состоянию.

Впервые этот подход был реализован в 90-х годах прошлого столетия на КС «Ивацевичи» предприятия «Западтрансгаз» (Республика Беларусь), с задачей создания автоматизированных компрессорных станций с минимальным участием в процессе персонала. Управление транспортом газа в рамках РАСУ ТП МГ «Ямал — Европа» построено по принципу централизованного взаимодействия: ЦПДУ ЕСГ ПАО «Газпром» — Центральные диспетчерские пункты РАСУ ТП ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» и ООО «Газпром трансгаз Беларусь» — диспетчерские пункты ДП КС — посты управления АСУ ТП КЦ газопроводов «Ямал — Европа» и «Торжок — Минск — Ивацевичи» (рис. 1) [5–7]. В соответствии с Концепцией создания автоматизированной системы управления транспортировки газа

регионального и отраслевого уровня при этом решаются такие задачи:

— диспетчерское управление для организации супервизорного контроля и управления транспортом и распределением газа;

— производственно-хозяйственное и административное управление для организации производственного процесса и хозяйственно-административной деятельности предприятия;

— коммуникации внутри предприятия для организации внутренних информационных обменов;

— коммуникации между подразделениями для обеспечения надежной передачи информации между Газотранспортными предприятиями (ГТП) и уровнем ЕСГ.

АСУ ТП газопровода выполнена как единый программно-технический комплекс, состоящий из независимых подсистем, взаимодействующих между собой и существующими системами автоматизации с использованием информационных цифровых технологий. Решения позволили использовать системы управления участками газопровода и компрессорными станциями на основе единого человеко-машинного интерфейса, применения элементов, расположенных в диспетчерских пунктах. Снижение влияния человеческого фактора на процессы управления было достигнуто за счет использования высоконадежных SCADA-систем для объектов: ГТП, управления магистраль-

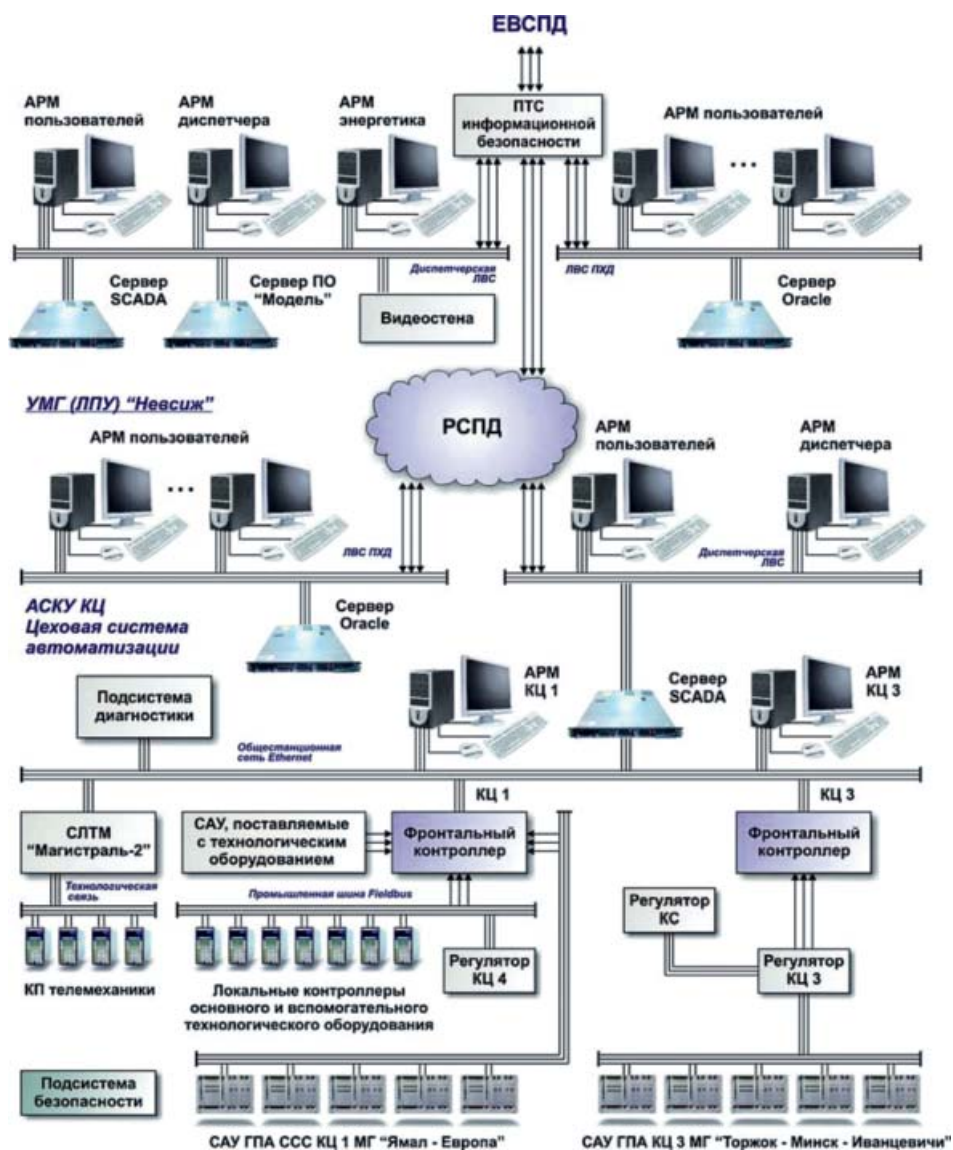


Рис. 2. Структура взаимодействия компонент РАСУ ТП МГ

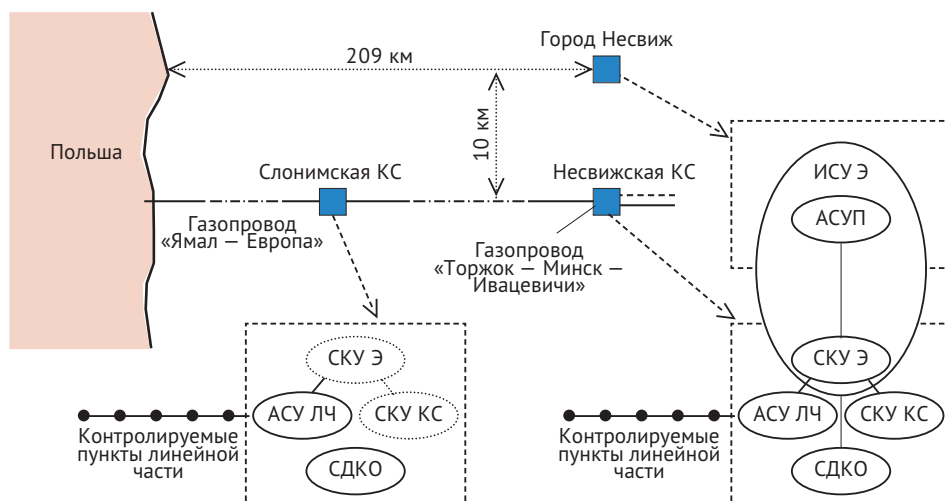


Рис. 3. Технологическая схема управления КС «Несвиж МГ «Ямал — Европа»

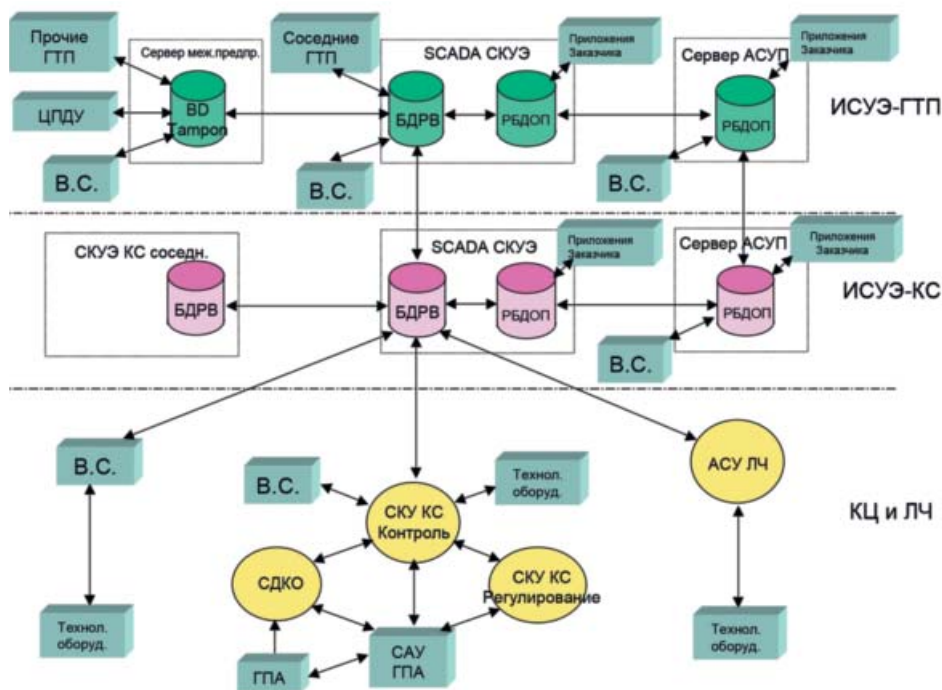


Рис. 4. Схема организации потоков информации РАСУ ТП

ного газопровода (УМГ), компрессорных станций (КС), объектами линейной части магистрального газопровода (ЛЧ МГ), а также применения системы ранней диагностики компрессорного оборудования (СДКО), мульти-сервисных систем связи (МСС), системы регулирования группами агрегатов и цехами различной мощности (СРКС). Технологическая схема управления газопровода, согласно проектным решениям приведена на рис. 2 [8].

Комплекс цеховой системы контроля и управления технологическим оборудованием компрессор-

ной станции (СКУ КС) реализует следующие функции:

- автоматическое управление технологическим процессом;
- оптимизацию и контроль режима функционирования КС;
- дистанционный контроль и управление оборудованием КС;
- контроль, диагностику и управление компрессорным оборудованием;
- оперативное взаимодействие с функциями диспетчерского пункта КС.

В состав системы управления уровня компрессорной станции (КС)

входит пять основных подсистем (рис. 3):

1. Система диагностики компрессорного оборудования (СДКО) для обеспечения диагностики технологического оборудования ГПА.

2. Автоматизированная система управления линейной частью (АСУ ЛЧ) для процессов управления и телемеханизации объектов линейной части (технологическое оборудование и объекты электроснабжения газопровода).

3. Интегрированная система управления процессом эксплуатации (ИСУ Э) состоящая из компонент, предназначенных для обеспечения контроля и управления режимами эксплуатации (СКУ Э), и система управления производственно-хозяйственной деятельностью производством УМГ (АСУ П). Совместная координация между этими видами деятельности необходима для обеспечения нормального хода процесса эксплуатации КС в целом.

4. Мультисервисная система связи (МСС) для обеспечения оперативного и информационного обеспечения и связи.

5. Система контроля и управления компрессорной станцией (СКУ КС) для обеспечения контроля и управления технологическим оборудованием.

Функциональная схема управления и организация цифровых потоков информации РАСУ ТП представлена на рис. 4. РАСУ ТП обеспечивает конфигурирование сети реального времени и использование резервных оптоволоконных каналов для передачи и обработки информации и резервных релейных каналов (рис. 3) [9]: АСУ ТП КС обеспечивает контроль и управление основным и вспомогательным оборудованием компрессорной станции (компонента СКУ КС) и автоматическое регулирование оборудования компрессорной станции (компонента СРКС).

Принятая организация позволяет обеспечить надежное функционирование и исключить влияние отказа одного функционального комплекса или оборудования на другие для всех (трех) уровней управления компрессорной станции:

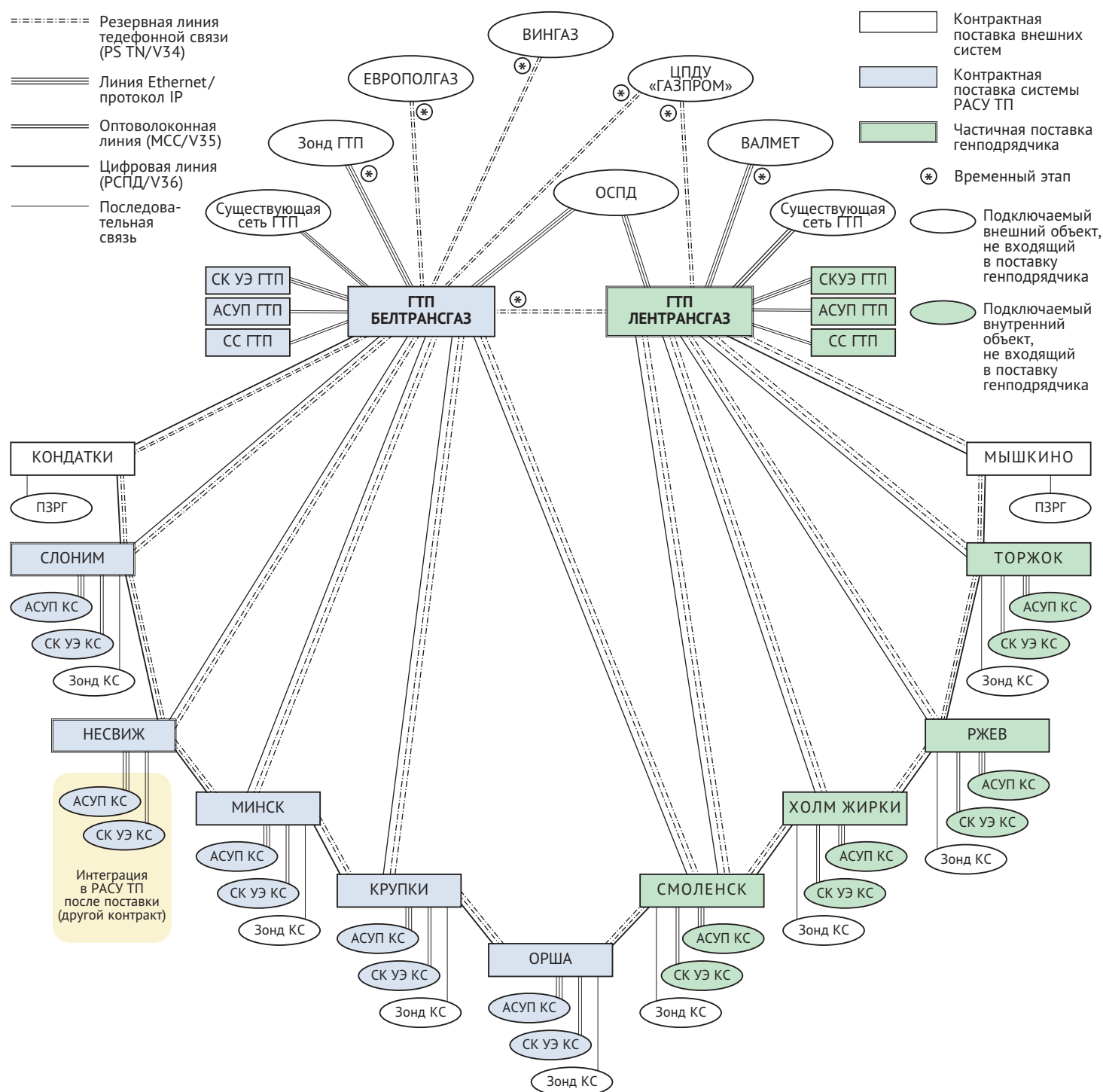


Рис. 5. Структурная схема управления экспортным газопроводом

1) *Уровень ГПА.* Управление агрегатом осуществляется за счет применения локальных специализированных средств автоматики (стабилизация режимов в соответствии с индивидуальной уставкой, рассчитанной средствами автоматики на более высоких уровнях управления КЦ, УМГ, ГТП, а также защиту по их помпажу и превышению оборотов).

2) *Уровень компрессорного цеха.* Ввиду параллельной работы нескольких агрегатов в цехе, избежания рисков нестабильности и с целью обеспечения эффективного и надежного функционирования, работа комплекса автоматики ГПА координируется автоматическим контроллером на уровне цеха. Индивидуальная уставка, устанавливаемая для каждого автоматического

режима работы ГПА, рассчитывается по режиму цеха на КС;

3) *Уровень газоперекачивающего комплекса станции.* Комплекс может одновременно обслуживать несколько последовательно работающих цехов — «последовательное подключение». Во избежание нестабильности и с целью обеспечения эффективного и надежного функционирования, работа всего комплекса автоматики

ГПА в целом координируется общим контроллером на уровне автоматического регулирования оборудования станции, и каждая индивидуальная работа ГПА рассчитывается по режиму цеха КС.

Интегрированная автоматизированная система управления транспортировкой газа экспортного газопровода «Ямал — Европа» (ИАСУ ТП МГ «Ямал — Европа») была подключена к централизованной ЕСГ России [10, 11]. Реализованные в рамках создания РАСУ ТП МГ «Ямал — Европа» решения позволили на уровне открытых международных протоколов обеспечить передачу данных в реальном масштабе времени и интегрировать три предметные области: автоматизированное управление, технологический процесс транспортировки газа и информационные технологии с учетом внутренних коммуникаций системы (см. рис. 5). РАСУ ТП МГ «Ямал — Европа» обеспечивает непрерывное управление по следующим иерархическим уровням:

- Единая система газоснабжения (ЕСГ), которая обеспечивает координацию действий диспетчерских служб газотранспортных предприятий, эксплуатирующих газопровод;

- центральные службы региональных управлений газотранспортных предприятий, эксплуатирующих газопровод, которые осуществляют контроль и управление в своем регионе;

- службы управлений магистральных газопроводов (УМГ) уровня компрессорной станции, которые подразделяются на службы диспетчерского управления станцией и службы управления производством;

- службы диспетчерского управления цехом и линейной частью в рамках компрессорной станции и зоны ответственности газопровода;

- технологическое оборудование в границах ответственности и полномочий.

Обмены информацией в рамках центральных служб предприятий осуществляются через коммуникационные средства (обмены) с уровнем ЕСГ через коммуникационные средства отраслевой (региональ-

ной) сети передачи данных (РСПД). На уровне УМГ (КС) и технологических объектов применяются логические алгоритмы ситуационного анализа, которые унифицированы и направлены на непосредственный контроль состояния технологических объектов и обеспечивают контроль нарушения режимов работы. База диспетчерских знаний сформирована на основе алгоритма формализации решений и действий диспетчера для заранее определенных характерных ситуаций и сценариев развития аварийных ситуаций. Практическая реализация базы диспетчерских знаний обеспечена совокупностью оперативных инструкций, привязанных к сигналам системы SCADA или к сигналам, вырабатываемым логическими алгоритмами ситуационного анализа и рисков нештатных ситуаций.

Каждое УМГ имеет адаптированную специализированную систему управления технологическим процессом компрессорной станции (АСУ ТП КС). Базовая (тестовая) система была введена в эксплуатацию на первом этапе реализации программы «Ямал — Европа», когда выполнялось строительство первой нитки газопровода от КС «Несвиж» до польской границы, а в дальнейшем была растажирована, адаптирована и применена в рамках других УМГ РАСУ ТП МГ «Ямал — Европа», а также и других объектов управления ЕСГ России. Управление технологическим оборудованием осуществляется в унитарном режиме, а комплекс функций диспетчерского управления обеспечивается подсистемой контроля и управления эксплуатацией (СКУ Э). Предупреждение, своевременное обнаружение и локализация нештатных и аварийных ситуаций выполняются средствами и ресурсами соответствующего уровня управления с уведомлением вышестоящего уровня о принятых решениях и прогнозе развития ситуации. При невозможности локализации нештатных и аварийных ситуаций средствами и ресурсами нижнего уровня диспетчерского управления [13, 22], указанные функции должны выполняться вышестоящим уровнем

управления. Система содержит средства поддержки баз данных реального времени и статические базы данных, систему визуализации объектов, средства сигнализации, обменов и хранения архивных данных и реального состояния объектов, средства обмена и другие необходимые компоненты, включая адаптированные средства.

В качестве базового варианта для управления транспортом газа в исследовании применена SCADA-система RTAP (разработка фирмы НР), которая полностью соответствует стандартам открытых систем. Принципиальной особенностью RTAP/Plus является возможность ее применения как с вновь подключаемыми, так и с уже эксплуатируемыми контроллерами и системами «низовой» автоматики. Программное обеспечение RTAP/Plus позволяет обеспечить все основные функции управления в реальном масштабе времени и осуществлять:

- сбор данных о состоянии процесса и ведение базы данных реального времени с необходимыми расчетами в режиме сбора данных;

- реализацию интерфейса оператора, выдачу команд и сигналов на программно-логические контроллеры (ПЛК);

- ведение ретроспективы и подготовку отчетов;

- реализацию специальных задач управления (поиск утечек газа, учет объемов и расчет баланса при решении транспортных задач);

- поддержку стандартов «открытых систем» POSIX, XPG3, TCP/IP, NFS.

В результате реализации проекта МГ «Ямал — Европа» ПАО «Газпром» разработал и внедрил базовую платформу, способную обеспечивать практическую возможность создания цифровых объектов и нацеленную на реализацию малолюдных технологий с минимальным участием персонала в производственном процессе и способную обеспечить технологическую и экологическую безопасность [10–12, 14, 15]. В связи с переходом на малолюдные газовые технологии на объектах транспорта и добычи газа, в компа-

нии появляется ресурс высвобожденных специалистов, формируются новые требования и необходимость организации процесса подготовки специалистов по новым высокотехнологичным специальностям и направлениям [20, 24, 25]. Апробированные технические решения и оборудование при создании системы управления МГ «Ямал — Европа» сегодня применяются в качестве отдельных самостоятельных решений для систем КС и КЦ (ШКС-04, АСКУ «Поток») на 150 объектах, системах линейной телемеханики (СЛТМ «Магистраль-2») в составе более 500 КП СЛТМ на 10 дочерних предприятиях Общества. Программно-комплектные решения нашли широкое применение в управлении ГТП, УМГ, КС, САУ ПТК в ООО «Газпром трансгаз Белтрансгаз», ООО «Газпром трансгаз С-Петербург», ООО «Газпром трансгаз Саратов», ООО «Газпром трансгаз Москва», ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», ООО «Газпром трансгаз Ухта» и на других предприятиях (см. рис. 6).

Основными результатами создания и эксплуатации региональной системы управления в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Беларусь» за почти 20 лет эксплуатации являются:

1. Обеспечение гарантированного исполнения Контрактных обязательств; совершенствование качества и эффективности деятельности Предприятия, связанной с управлением производством.

2. Создание эффективного инструмента контроля и загрузки мощностей технологического оборудования и газотранспортной системы в целом; организация технологических и экономических задач на основе единой базы данных в общем информационном пространстве.

3. Обеспечение безаварийного процесса управления транспортировкой газа; решение диспетчерских задач в режиме реального времени, включая распознавание аварийных и нештатных ситуаций, выполнение регулирования, дистанционного управления и других функций.

4. Повышение эффективности и скорости принятия, реализации опе-

ративных решений; обеспечение эффективного контроля баланса газа по МГ «Ямал — Европа».

5. Обеспечение информационного взаимодействия между действующими и вновь создаваемыми ЦДП газотранспортных предприятий соседних регионов, а также с ЦПДУ ПАО «Газпром».

6. Увеличение ресурса технологического оборудования, за счет оптимального распределения нагрузки; возможности раннего обнаружения и локализации аварийных ситуаций, нарушений технологических режимов.

7. Улучшение координации между службами и подразделениями; предоставление в распоряжение специалистов диспетчерских функций, позволяющих диагностировать, анализировать и планировать работы по ремонту и профилактическому техническому обслуживанию оборудования, исходя из фактического состояния.

8. Сокращение потерь газа за счет более оперативного обнаружения и локализации с помощью технических средств нештатных ситуаций, эффективного принятия решения оперативным персоналом; оптимизация прибыли, рациональный расход ТЭР и МТР.

9. Пересмотр принципов эксплуатации, объемов технического обслуживания и ремонта оборудования за счет повышения надежности средств и систем автоматизации; опыт эксплуатации систем, реализованных на принципах «малолюдных технологий».

Заключение

Работа «Создание АСУ ТП КС Несвиж МГ «Ямал — Европа»» выдвигалась на соискание премии ОАО «Газпром»



Рис. 6. Рабочее место сменного инженера КС ЛПУ

в области науки и техники в 2001 году. В 2012 году с учетом создания современной нормативно-технической базы, развития и применения цифровых технологий специалисты системного интегратора ПАО «Газпром автоматизация», ранее принимавшие активное участие в реализации проекта МГ «Ямал — Европа», стали лауреатами премии ПАО «Газпром» за работу «Разработка и внедрение высокоавтоматизированного технологического комплекса (АТК), основанного на принципах малолюдных технологий по добыче, подготовке и транспортировке природного газа». В рамках строительства экспортного магистрального газопровода была создана инженерная платформа разработки, которая позволяет адаптировать проектные решения к технологическим особенностям технологического объекта управления, разработано для этого программное обеспечение, созданы средства поддержки и сопровождения задач при построении и эксплуатации комплекса автоматизации крупного газотранспортного объекта. Лучшие мировые практики показали эффективность применения принципов цифровых технологий для нефтегазовых объектов, что обеспечивает в процессе эксплуатации обеспечение технологической и экологической безопасности и сокращение операционных затрат порядка 10–25% от стандартных подходов.

Список литературы

1. Контракт № 97/147. Газопровод «Ямал — Европа». АСУ ТП КС «Несвиж» (фирма Сизека-РАО «Газпром»), 1997.
2. Спецификации автоматизированной системы управления технологическим процессом компрессорной станции «Несвиж», 156300-SSS-98-141-19800.
3. Балавин М.А. АСУ технологическими процессами КС «Несвиж» / М.А. Балавин, А.М. Бойко, И.П. Рутковский, В.Е. Столяров // Газовая промышленность. 2001. № 4. — С. 26–30.
4. Столяров В.Е. Опыт комплексной автоматизации объектов МГ «Ямал — Европа» / В.Е. Столяров, И.С. Гедранович, А.Е. Наумец, А.Н. Шабан // Газовая промышленность. 2010. № 12. — С. 36–41.
5. Столяров В.Е. Газовая магистраль «Ямал — Европа». Управляющий тандем «человек — машина» на КС «Несвиж» / В.Е. Столяров, В.В. Воинов, С.И. Гавриленко // Потенциал. 2001. № 1. — С. 35–36.
6. Столяров В.Е. Автоматизация объектов ГП «Белтрансгаз» / В.Е. Столяров, Р.Я. Берман, Ю.Б. Борисов, А.В. Покутный // Мир компьютерной автоматизации. 2001. № 3. — С. 74–80.
7. Столяров В.Е. Основные технические решения по комплексной автоматизации компрессорной станции предприятия «Белтрансгаз» / В.Е. Столяров, С.И. Гавриленко, В.И. Кравцов // Автоматизация. 2002. № 12. — С. 2–4.
8. Столяров В.Е. Математические модели и методики обеспечения приемлемых рисков информационно-измерительных и управляющих систем транзитных газопроводов / В.Е. Столяров, С.И. Гавриленко, В.В. Алексеев. — СПб.: Санкт-Петербургский ГЭТУ «ЛЭТИ», 2016. — 160 с.
9. Столяров В.Е. Опыт комплексной автоматизации объектов МГ «Ямал — Европа» / В.Е. Столяров, А.Е. Наумец / Сб. трудов «Энергосбережение и автоматизация электрооборудования компрессорных станций». — Н-Новгород: ОАО «Гипрогазцентр», 2012, т. 3. — С. 276–309.
10. Богаткина Ю.Г. Применение информационных технологий для экономической оценки инвестиционных проектов / Ю.Г. Богаткина, И.А. Пономарёва, Н.А. Ерёмин. — М.: МАКС Пресс, 2016. — 148 с.
11. Гаричев С.Н. Технология управления в реальном времени : учеб. пособие, в 2-х ч. / С.Н. Гаричев, Н.А. Ерёмин. — М.: МФТИ, 2015, ч. 2. — 304 с.
12. Garichev S.N. Technology of management in real time : учеб. пособие (на англ. яз.), в 2-х ч. / S.N. Garichev, N.A. Eremin. — М.: МФТИ, ч. 1. — 227 с.
13. Ерёмин Н.А. Система обнаружения разрыва линейной части трубопровода / Н.А. Ерёмин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 1979. № 3. — С. 8–10.
14. Дмитриевский А.Н. Цифровизация и интеллектуализация нефтегазовых месторождений / А.Н. Дмитриевский, В.Г. Мартынов, Л.А. Абукова, Н.А. Ерёмин // Автоматизация и ИТ в нефтегазовой области. 2016. № 2 (24), апрель-июнь. — С. 13–19.
15. Дмитриевский А.Н. Инновационный потенциал умных нефтегазовых технологий / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Ерёмин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 1. — С. 4–9.
16. Ерёмин Н.А. Настоящее и будущее интеллектуальных месторождений / Н.А. Ерёмин, А.Н. Дмитриевский, Л.И. Тихомиров // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 12. — С. 44–49.
17. Ерёмин Н.А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений : учеб. пособие для вузов, в 2-х кн. / Н.А. Ерёмин, Ал.Н. Ерёмин, Ан.Н. Ерёмин // М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2012. Кн. 2. — 210 с.
18. Дмитриевский А.Н. Нефтегазовый комплекс РФ-2030: цифровой, оптический, роботизированный / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Ерёмин // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2017. № 1. — С. 10–12.
19. Ерёмин Н.А. Инновационный потенциал цифровых технологий / Н.А. Ерёмин, О.Н. Сарданашвили // Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. Вып. 3(18). — С. 1–9. — URL: <http://www.oilgasjournal.ru>
20. Абукова Л.А. Цифровая модернизация образовательного процесса / Л.А. Абукова, А.Н. Дмитриевский, Н.А. Ерёмин, Ю.В. Линьков, Т.В. Пустовой // Дистанционное и виртуальное обучение. 2018. № 1. — С. 22–31.
21. Ивлев А.П. Петроботика: роботизированные буровые комплексы / А.П. Ивлев, Н.А. Ерёмин // Бурение и нефть. 2018. № 2. — С. 8–13.
22. Камаева С.С. Риск-ориентированный подход к обеспечению безопасности газопроводов с применением бесконтактных технологий технического диагностирования / С.С. Камаева, Н.А. Ерёмин // Нефть. Газ. Новации. 2017. № 9. — С. 75–82.
23. Абукова Л.А. Цифровая модернизация нефтегазовой отрасли: состояние и тренды / Л.А. Абукова, А.Н. Дмитриевский, Н.А. Ерёмин, А.Д. Черников // Датчики и системы. 2017. № 11. — С. 13–19.
24. Абукова Л.А. Цифровая модернизация газового комплекса: научные исследования и кадровое обеспечение / Л.А. Абукова, Н.Ю. Борисенко, В.Г. Мартынов, А.Н. Дмитриевский, Н.А. Ерёмин // Научный журнал РГО. 2017. № 4. — С. 3–12.
25. Кожевников Н.А. О нефтегазовом сетевом университете / Н.А. Кожевников, Н.А. Ерёмин, Т.В. Пустовой // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2017. № 10. — С. 41–47.
26. Ерёмин Н.А. Цифровая модернизация нефтегазового производства / Н.А. Ерёмин, Ал.Н. Ерёмин, Ан.Н. Ерёмин // Нефть. Газ. Новации. 2017. № 12. — С. 13–16.
27. Ерёмин Н.А. Цифровые тренды в нефтегазовой отрасли / Н.А. Ерёмин // Нефть. Газ. Новации. 2017. № 12. — С. 17–23.
28. Абукова Л.А. Цифровая модернизация нефтегазового комплекса России / Л.А. Абукова, А.Н. Дмитриевский, Н.А. Ерёмин // Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. — С. 54–58.