

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

1-2016

ISSN 2412-6497



СОСТАВ НАУЧНО-РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ

Завальный Павел Николаевич — к.т.н., действительный член-корреспондент Академии технологических наук РФ «CITOGIC», президент, председатель Экспертного совета Российского газового общества

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ

Тверецкая Надежда Дмитриевна — к.и.н., ответственный редактор «Научного журнала Российского газового общества»

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

Лавёров Николай Павлович — д.г.-м.н., профессор, академик, член Президиума Российской академии наук, научный руководитель Института геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, член Совета директоров ОАО «НК «Роснефть», член Совета директоров ОАО «Росгеология»

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, ректор Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Ляпунцова Елена Вячеславовна — д.т.н., профессор Института Управления и информационных технологий Московского государственного университета путей сообщения, помощник члена Совета Федерации ФС РФ В.С. Абрамова

Мастепанов Алексей Михайлович — д.э.н., профессор, заместитель директора 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»

Мусин Валерий Абрамович — д.ю.н., профессор, член Совета директоров ПАО «Газпром», заведующий кафедрой гражданского процесса юридического факультета Санкт-Петербургского государственного университета

Пашковская Ирина Грантовна — д.ю.н., ведущий научный сотрудник Центра евро-атлантической 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 — кандидат политических наук, статс-секретарь — заместитель министра энергетики РФ

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., генеральный директор 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, первый заместитель председателя комитета ГД по природным ресурсам, природопользованию и экологии

Содержание

ИТОГИ ГОДА

- 3 П.Н. Завальный.** Год оказался лучше, чем ожидалось

ДОБЫЧА

- 7 О.Б. Арно.** Технично-технологические решения и инновации на разных стадиях жизненного цикла месторождений Ямбурга

МЕСТОРОЖДЕНИЯ

- 15 В.Н. Волков, Э.С. Сианисян.** Оценка степени техногенного минералообразования в процессе заводнения нефтегазоносных пластов-коллекторов

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

- 20 Л.З. Бобровников, Ю.А. Бобылов, С.В. Головин, С.И. Добрынин.** Инновационные геофизические технологии в нефтегазовой геологоразведке

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ГАЗЫ

- 35 А.Ю. Аджиев, Н.П. Морева, Н.И. Долинская.** Использование природных сорбентов в качестве защитного слоя установок осушки

ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО

- 41 Д.С. Железнов.** Размещение линейных и иных объектов государственного и местного значения: некоторые вопросы теории и практики
- 45 Е.С. Орлова.** Обвинения Еврокомиссии против «Газпрома» — результат недоинвестирования газовой инфраструктуры со стороны ЕС

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

- 51 В.В. Снакин, И.В. Власова, Е.Н. Хмельова, М.Ю. Басарыгин, Ж.Ю. Базинская.** Принцип «нулевых сбросов» и практика природопользования

МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

- 55 Н.Д. Войтех, Ю.А. Журавлёв, А.С. Кондаков.** О проектировании систем контроля технического состояния подземных газопроводов

ИННОВАЦИИ

- 59 В.Д. Малкина, Т.И. Галимов, С.И. Васютинская, А.Г. Киселёв.** Инновационная комплексная система мониторинга скважин «ПетроЛайт»

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ГЕОПОЛИТИКА

- 65 М.В. Кротова.** Некоторые методологические вопросы анализа влияния финансово-экономических санкций на нефтегазовый комплекс России

ФИНАНСЫ

- 75 А.А. Белкин, М.О. Жарковский.** Современные технологии обслуживания крупнейших предприятий газовой отрасли: как сделать управление денежными средствами более эффективным

БИОГАЗ

- 82 В.А. Карасевич, Е.В. Тищенко, А.В. Албул.** Правовые проблемы производства и использования биогаза на рынке энергетических ресурсов России

ГЕОМЕХАНИКА

- 86 А.С. Вишневский, Ю.А. Наумов, Э.Г. Онгемах.** Безопасное бурение, оптимальное заканчивание, эффективное извлечение

ЭНЕРГОЭФЕКТИВНОСТЬ

- 89 А.Е. Терский, С.В. Инков.** Энергосервис как инструмент повышения конкурентоспособности

ГАЗОХИМИЯ

- 95 А.А. Новиков, Л.Т. Назаренко.** Стадийные механизмы реакций в синтезе Фишера–Тропша

ИСТОРИЯ ТЭКа

- 98 А.Р. Гапсаламов, Р.М. Гайсин.** Нефтехимический комплекс Республики Татарстан: история становления и развития

НОВОСТИ

- 104** Состоялся II Форум наукоградов
- 106** Совместное развитие с заботой о планете

ИСТОРИЯ В ЛИЦАХ

- 107 З.Т. Галиуллин.** В доме Черниковых я был своим...



№ 1
январь-март
2016 года

Председатель
Научно-редакционного совета РГО —
Павел Завальный

Учредитель и издатель —
НП «Российское газовое общество»

Свидетельство о регистрации
средства массовой информации
ПИ №ФС77-55476

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.

© НП «Российское газовое общество»
© ООО «Издательская группа «Граница»

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

Ответственный редактор,
ученый секретарь
Научно-редакционного совета —
Надежда Тверецкая
тел.: +7 495 660-55-80 доб. 203
tvn@gazo.ru

Дизайнер-верстальщик —
Леонид Листвин

Корректор —
Алла Панюгина

Подписано в печать: 24.03.2016
Отпечатано в типографии

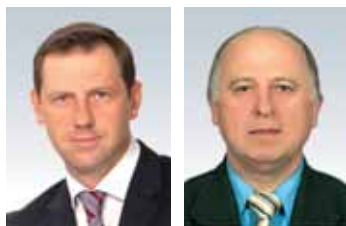
ООО «Издательство «Граница»
123007 Москва, Хорошевское ш., 38
тел.: +7 495 941-26-66
granica_publish@mail.ru

Тираж 500 экз.

Журнал распространяется
по редакционной подписке
и адресной рассылке.

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

Сайт Российского
газового общества:
www.gazo.ru



УДК 330.341.1: 550.3

Импортозамещение и рыночная экономика: проблемы сосуществования

Р.С. Панов, генеральный директор АО «Росгеология», info@rusgeology.ru

С.Л. Костюченко, заместитель генерального директора АО «Росгеология», доктор геолого-минералогических наук, info@rusgeology.ru

Аннотация. Анализируются вопросы импортозамещения в геологоразведочной деятельности на нефть и газ в условиях объективных законов рыночной экономики в России. Рассматриваются основные аспекты спроса и предложения, предлагаются инструменты и принципы решения данной проблемы в российском нефтегазовом секторе.

Ключевые слова: импортозамещение, спрос, предложение, решение проблемы.

Import substitution and market economy: problems of interaction

R.S. Panov, General Director of JSC «Rosgeologia», info@rusgeology.ru

S.L. Kostyuchenko, Dr. Sci. (geol.), deputy Director general of JSC «Rosgeologia», slkostyuchenko@rusgeology.ru

Abstract. The import substitution in exploration of oil and gas in the context of the objective market economy in Russia is analyzed. Discussing covers the main aspects of supply and demand, and main tools and principles of solution of import substitution in the Russian fuel and energy complex.

Keywords: import substitution, demand, supply and the solution to the problem.

В соответствии с [1] под термином «импортозамещение» понимается уменьшение или прекращение импорта определенного товара посредством производства, выпуска в стране того же или аналогичных товаров. В современной трактовке этот процесс напрямую связывается с экономическим развитием страны и понимается на национальном уровне, при котором обеспечивается выпуск необходимых потребителю товаров силами производителей ведущих деятельность внутри страны. Вопросы импортозамещения в различных секторах нефтегазового комплекса всесторонне были рассмотрены и обсуждены на Всероссийской конференции, состоявшейся 21–22 де-

кабря 2015 года в РГУНиГ им. И.М. Губкина [2]. В настоящей работе затрагиваются аспекты импортозамещения в области разработки и создания аппаратурно-технических средств и программного обеспечения (ПО) для выполнения геофизических работ на нефть и газ. Эта деятельность, как любой общественно-производственный процесс, подчиняется объективным законам экономики и, в первую очередь, регулируется соотношением спроса и предложения.

Спрос: от теории к практике

В Горной энциклопедии (электронная версия БСЭ 1984–1990 годов) в составе геологоразведочных ра-

бот на нефть и газ (далее ГРП) выделяются поисковый и разведочный этапы. Поисковый этап подразумевает выполнение региональных геолого-геофизических работ, мелкомасштабной геологической и структурно-геоморфологической съемок в комплексе с геохимическими, гидрогеологическими исследованиями, аэромагнитной и гравиметрической съемками, электроразведкой и сейсморазведкой, а также бурением опорных, параметрических и структурных скважин; подготовку площадей (структур) к глубокому поисковому бурению на основе среднемасштабных и крупномасштабных комплексных геолого-геофизических работ, и поиск место-

рождений (залежей) посредством бурения, опробования и геофизических исследований в поисковых скважинах. К задаче разведочного этапа относится подготовка месторождения к разработке.

Данная стадийность ГРП в целом сохраняется в общей концепции развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) России (рис. 1). При этом региональные мелкомасштабные исследования, особенно на новых и недостаточно изученных территориях, а также параметрическое бурение стали приоритетом деятельности Федерального агентства по недрополь-

зованию — «Роснедра» Минприроды РФ, а остальные виды работ сконцентрировались в деятельности нефтегазодобывающих компаний различного масштаба и форм собственности. Основным результатом первого этапа выступает подготовка участков недр для предоставления в пользование (лицензирование). Конечным результатом деятельности недропользователей является добыча и реализация углеводородной продукции. Разделение интересов сопровождается разделением спроса на средства производства, источников и способов финансирования

работ. Региональное изучение, не всегда окупаемое даже в долгосрочной перспективе, в настоящее время возможно только за счет бюджетного или специального финансирования. Разведочная стадия, достаточно часто переходящая в разработку, добычу, транспортировку, переработку и реализацию — в конечном итоге направлена на получение реальной прибыли, обеспечивающей возможность целевого финансирования ГРП предприятиями-недропользователями. Разделение экономических интересов заказчиков отражается на вопросах обеспечения (спроса) на аппаратно-технические и программные средства для производства геофизических работ на нефть и газ. При этом, стоящие перед нефтегазодобывающими компаниями, как коммерческими организациями, задачи извлечения прибыли понуждают их отдавать приоритет добычным мероприятиям в ущерб развитию поисковой стадии.

Концептуальная схема формирования спроса регламентируется взаимоотношениями между заказчиками, подведомственными, дочерними и аффилированными специализированными компаниями и сервисными организациями (рис. 2). Заказчиками работ (производителями «закупок»), как уже отмечалось, являются государственные структуры, нефтегазодобывающие вертикально интегрированные компании (ВИНК) и компании различных масштабов и форм собственности. К исполнителям работ относятся подведомственные и дочерние производственные предприятия заказчиков, но значительную роль играют сформировавшиеся на российском рынке сервисные компании в виде крупных, средних и мелких публичных (ПАО) и непубличных (АО) акционерных обществ и сохранившихся государственных федеральных унитарных предприятий. Именно к ним нередко происходит переадресация работ со



Рис. 1. Основные стадии ГРП в общей концепции развития топливно-энергетического комплекса государства. Зеленая линия разделяет блок региональных и поисковых исследований ГРП, а также параметрического бурения, финансируемых преимущественно Роснедра, от области интересов недропользователей (справа)

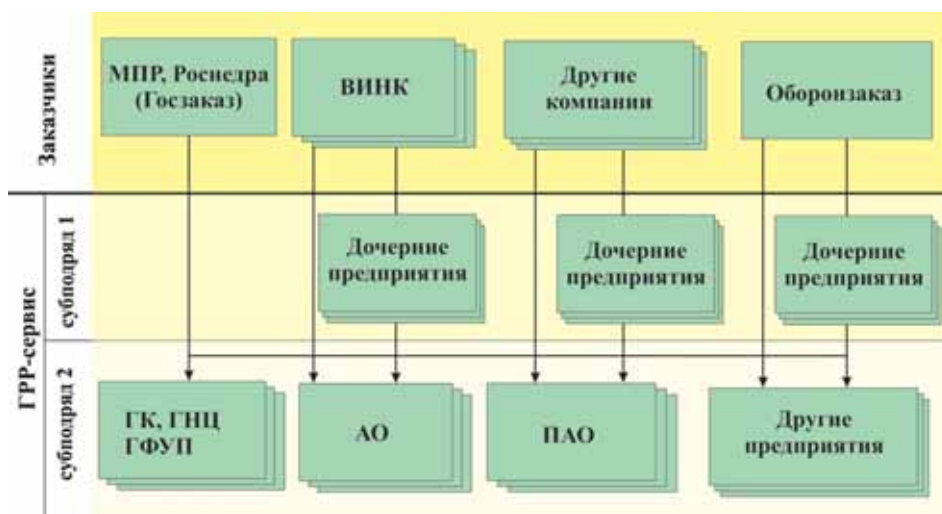


Рис. 2. Концептуальная схема формирования спроса на сервисную геологоразведочную продукцию

стороны дочерних подрядчиков на условиях субподряда. Так, 24 октября 2014 года дочернее предприятие ПАО «Газпром» АО «Газпром геологоразведка» (подрядчик 1-го уровня) завершило уникальные по объемам и срокам исполнения сейсморазведочные работы 3D в объеме около 3600 кв. км в пределах Скуратовского и Нярмейского лицензионных участков на шельфе Карского моря. Исполнителем полевых наблюдений (субподрядчик — подрядчик 2-го уровня) при этом выступило ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (МАГЭ) с применением НИС «Вячеслав Тихонов» зафрахтованного ПАО «Совкомфлот» (ассоциативный субподрядчик) у дубайской геофизической компании Polarcus [3]. В 2015 году высокоплотная широкоазимутальная сухопутная сейсморазведка 3D (6300 кв. км) была завершена ООО «Газпром геологоразведка» на территории Чаяндинского месторождения в Восточной Сибири силами ООО «ТНГ-Групп» [4] и т.д.

Сформировавшиеся системы закупок и технологий их выполнения вызваны реалиями существующего геолого-геофизического сервиса. При этом, заказчиков в первую очередь интересует качество получаемых результатов, цена и сроки проведения работ, а исполнителей (субподрядчиков) — наличие современных средств производства и опыта. В данных условиях переоснащение или приобретение технико-технологических средств для производства работ в значительной степени становится проблемой самих исполнителей.

Регулирующим фактором в определении спроса на виды и типы аппаратурно-технических средств, оборудование и ПО выступают прямые и косвенные ограничения при проведении закупочных процедур. Со стороны государственных заказчиков в настоящее время прямых ограничений практически нет, но нет и программы тех-

нического перевооружения подведомственных исполнителей современными отечественными средствами. Высокие требования к ожидаемым результатам и надежности исполнения контрактных обязательств, при таких обстоятельствах, стимулируют исполнителей различных форм собственности, участвующих в конкурсных процедурах, предлагать высокопроизводительные и проверенные импортные средства. Негосударственные заказчики, ВИНК и предприятия со смешанным, в том числе зарубежным капиталом, работающие в альянсе с иностранными компаниями в рамках долгосрочных финансовых и коммерческих обязательств фактически лишены юридической возможности внедрения отечественных технико-технологических средств и при производстве закупок устанавливают ограничения, протекционирующие применение зарубежного оборудования. В свою очередь, действующие на российском рынке услуг предприятия-исполнители за прошедшие годы сформировали укомплектованный парк импортных средств производства и ПО, отладили и оптимизировали технологические цепочки, обучили и сформировали квалифицированный персонал, отрегулировали организацию структуру и управление, наладили устойчивые связи с заказчиками и поставщиками, выработали язык взаимопонимания. Многие из них вышли на международный рынок, на котором используется только импортное обеспечение. В сложившихся условиях они не заинтересованы «начинать все сначала», привлекая серьезные финансовые вложения. Неустойчивая экономическая ситуация, высокие кредитные ставки, повышенные риски производства, часто нарушаемая финансовая и исполнительская дисциплины способствуют тому, что производители сервисных услуг ориентируются на выполнение текущих и краткосрочных работ с применением

имеющихся в их распоряжении импортных средств, нуждающихся только в докомплектации и профилактике.

Таким образом, ни большинство заказчиков, ни исполнителей, как хозяйствующих субъектов реального сектора экономики, не столько не заинтересованы в реализации программы импортозамещения, сколько находятся в объективных условиях, не способствующих ее исполнению. Многие рассчитывают на отмену санкций в скором будущем.

В создавшейся ситуации особая роль отводится государственным органам, которые отстаивают российские общенациональные интересы, осуществляют краткосрочные, среднесрочные и долгосрочные оценки последствий введенных экономических санкций, обладают необходимыми институтами и владеют механизмами и инструментами государственного регулирования рыночной экономики, формируя оптимальное распределение ресурсов и пропорций в спросе и предложении. Примером эффективной роли государства в этом направлении являются успешные отечественные разработки в оборонном комплексе.

Предложение: а возможно ли создание отечественных конкурентоспособных средств

В настоящее время объективно сложившаяся импортозависимость по основным средствам производства большинства российских сервисных геологоразведочных компаний достигает во многих случаях 90–100%. В области сейсморазведочных технико-технологических средств доминирует продукция французской компании Sercel, на долю которой приходится до 75–85% поставок. За 10 лет этой компанией продано в Россию 300 вибраторов серии Nomad, более 200 электронных систем и около 1 млн каналов напольного оборудования SN408/428, и 600 стрип-

мерных секций для работ в акваториях. Десятки тысяч каналов напольного оборудования и десятки источников сейсмических колебаний модели ANV-IV(262) поставлено международной компанией INOVA, созданной в марте 2010 г. в результате слияния компаний BGP (Китай, владеет 51% акций) и ION Geophysical (США, 49% акций). По общей оценке INOVA занимает вторую позицию по продаже оборудования в Россию, но общие объемы оцениваются около 15-20%. Но есть и обратные примеры. Появившиеся в последние годы бескабельные разработки ZNodal компании Fairfieldnodal и радиофицированные RTSys2 WirelessSeismic (обе США) не могут осуществить массовый «прорыв» на российский рынок. Распространению нодальных систем препятствует традиционная для России инертность и наличие ведомственных нормативных требований к производству сейсморазведочных работ на нефть и газ, обязывающих проводить тестирование наблюдательной сети перед началом производственных работ и в процессе их выполнения, что технологически не предусмотрено для бескабельной аппаратуры. Парадоксально, но этот пример иллюстрирует регуляторную функцию отечественных структур в части противодействия внедрению импортной техники.

Широкий комплекс технических и сервисных услуг, связанных с сопровождением бурения, растворами, цементированием, заканчиванием и ремонтом скважин, геофизическими исследованиями в скважинах, разработкой нефтяных месторождений, интенсификацией добычи нефти, и др. на российском рынке предоставляет компания Schlumberger (Шлюмберге), зарегистрированная на Нидерландских Антильских островах. Ее конкурент — американская транснациональная корпорация Halliburton (Халлибертон), проводящая с 2014 года сделку по слиянию третьей

по величине нефтегазовой сервисной компании в мире BakerHughes, сконцентрировала сервисные услуги на бурении и оценке параметров пласта, закачивании, добыче и обустройстве месторождений.

Нет необходимости подробно останавливаться на остальных аспектах сложившейся импортозависимости российских производителей ГРП в области аппаратурно-технических средств и адаптированных к ним ПО. Следует только напомнить, что в России прекращено производство переносных сухопутных гравиметров, а их место полностью заняли модели CG-5 AutoGrav (Scintrex, Канада). Метрологическое обеспечение гравиразведочной, магнито-разведочной, электроразведочной и радиометрической аппаратуры для геологоразведочных предприятий осуществляет на договорной основе ФГУП «Геологоразведка» (Санкт-Петербург), а скважинной геофизической аппаратуры — АО НПФ «Геофизика», вошедшее в АО «Башнефтегеофизика» (Уфа).

Несмотря на рыночное давление со стороны зарубежных поставщиков импортной техники в России сохранились и функционируют отечественные российские

производители. Уже сам этот факт свидетельствует о возможности импортозамещения в России. Разрабатывается и производится достаточно большое количество современных аппаратурно-технических средств и оборудования. В первую очередь, следует отметить беспроводную сухопутную сейсморазведочную аппаратуру «SCOUT» производства СКБ СП (Саратов). В области обеспечения морских исследований известны кабельные буксируемые и донные цифровые системы XZoneBottomFish и XZone MarshLine производства АО «Современные сейсмические технологии» (Геленджик), модульные донные станции «Черепаша» (АО «Сейсмо-Шельф», С.-Петербург), самовсплывающие станции АДСС (ОАО «Сейсмо-Шельф») и АСДР ЗАО «Геонод Разведка» (Сколково). Среди источников возбуждения сейсмических сигналов к конкурентным относятся вибраторы производства АО «ГЕОСВИП» (АО «Росгеология», Москва), общий объем продаж которых за последние 10 лет превысили 200 шт. Можно упомянуть успехи в создании и внедрении волоконно-оптической системы обнаружения утечек и контроля активности трубопроводов и системы комплексного мониторинга скважин (СКМС),



Отечественные сейсмические вибраторы АО «ГЕОСВИП» на объектах ПАО «Газпром», 2016 год: www.yakutia24.ru

представленной отечественными компаниями «ОМЕГА» и «Петро-Лайт» на форуме БРИКС 29 октября 2015 года [5] и много других.

В области обработки и интерпретации сейсмических данных до 90% и более, а по ряду разведочных и эксплуатационных направлений до 100% занимает импортное ПО. К основным поставщикам программных средств относятся транснациональные компании Schlumberger, Halliburton, Paradigm, компании входящие в группу CGG (Франция), Roxar (Норвегия) и др. Имеющиеся отечественные продукты, такие как Prime (Сейсмотек — Яндекс-Терра), DV-Discovery и DV-Geo (АО «ЦГЭ») и др., могут решить до 80% и более отдельных задач по обработке и интерпретации сейсмических данных, но они не интегрированы в рамках единой платформы и принадлежат разрозненным разработчикам, опасаящихся за свои авторские права и экономические интересы. Прочную позицию на международном уровне завоевал созданный российскими специалистами пакет tNavigator (RockFlow-Dynamics), полностью покрывающий задачи гидродинамического моделирования углеводородных месторождений.

Завершая оценку потенциальных возможностей и предложений отечественного приборостроения в геофизическом сервисном секторе ГРП, нельзя не остановиться на необходимости более широкого вовлечения в процесс импортозамещения для гражданской промышленности предприятий оборонного комплекса, обладающих значительными интеллектуальными и производственными ресурсами. Особый интерес представляют не только технические и программные «наработки», но и появившиеся в открытой печати сведения о создании российских процессоров МЦСТ серии «Эльбрус» с производительностью более 500 Гфлопс [6] и компактных супер-эвм серии АПК и ГВС ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»

с производительностью до 1,23 — 8 Тфлопс [7].

Что делать: работать

Бизнес есть бизнес. В условиях рыночной экономики нельзя обязать хозяйствующие субъекты производить или приобретать уступающие по своим технико-технологическим параметрам, не признанные в мировом экономическом пространстве и часто более дорогие отечественные средства. С 2014 года в связи с введением антироссийских санкций процесс организации импортозамещения приобрел государственную значимость. В Минпромторге России была создана Межведомственная рабочая группа (МРГ) по снижению зависимости российского топливно-энергетического комплекса от импорта оборудования, комплектующих и запасных частей, услуг (работ) иностранных компаний и использования иностранного программного обеспечения, а также по развитию нефтегазового комплекса Российской Федерации (Приказ министра промышленности и торговли РФ Д. Мантурова от 29 декабря 2014 года № 2784). В состав МРГ вошли представители Минпромторга России, Минэнерго России, Минкомсвязи России, Минприроды России, Минобрнауки России, ФАС, ФТС и других федеральных органов исполнительной власти и организаций, а также крупных предприятий различных форм собственности, вовлеченных в деятельность ТЭК России. Правительством Российской Федерации принято решение о создании Правительственной комиссии по импортозамещению (Постановление Правительства РФ от 4 августа 2015 года № 785 и Распоряжение Правительства РФ от 4 августа 2015 года №1492-р). МРГ с участием профильных министерств, ведущих нефтегазодобывающих и машиностроительных компаний составлен перечень приоритетных и критических ви-

дов технологического оборудования, сформирован отраслевой план импортозамещения в нефтегазовом комплексе. С целью практической реализации этого плана проведена работа по корректировке Государственной программы РФ «Развитие судостроения на 2013–2030 годы». Разработан и введен в действие целый перечень мер государственной поддержки, к основным из которых относятся: кредитование ключевых инвестиционных проектов под льготную кредитную ставку 5% годовых из Фонда развития промышленности, субсидирование уплаты процентов по кредитам в 2014–2016 годах на реализацию новых комплексных инвестиционных проектов, субсидирование затрат на проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, затрат на реализацию пилотных проектов в области инжиниринга и промышленного дизайна, на уплату процентов по кредитам на техническое перевооружение и пополнение оборотных средств и (или) на финансирование текущей производственной деятельности (постановления Правительства РФ от 17 декабря 2014 года № 1388, от 3 января 2014 года № 3, от 30 декабря 2013 года № 1312, от 22 февраля 2014 года № 134, от 10 марта 2009 года № 205, от 12 марта 2015 года № 214). Введен в действие механизм Специального инвестиционного контракта, представлены льготы по налогам, сборам, уплате таможенных платежей, арендной платы за пользование государственным имуществом (Федеральный закон РФ от 31 декабря 2014 года № 488-ФЗ). Программные положения сформулированы на заседании президиума Совета при Президенте РФ по модернизации экономики и инновационному развитию России 17 апреля 2015 года. Практические мероприятия определены на заседаниях МРГ при Минпромторге России 24 марта 2015 года (Москва), 3 июля 2015 года (Санкт-Пе-

тербург), 23 ноября 2015 года (Уфа) и 18 декабря 2015 года (Санкт-Петербург) и др.

В череде всех этих перечисленных положительных событий красной линией проходит понимание, что создание отечественного конкурентоспособного продукта невозможно без проведения научно-исследовательских и конструкторских работ (НИОКР) с глубоким изучением, анализом и проработкой имеющегося зарубежного и отечественного опыта. Очевидно, что без ощутимой финансовой поддержки со стороны государства в виде государственного заказа на НИОКР по приоритетным и критическим направлениям запуск процесса импортозамещения даже при стимулировании внутреннего спроса и введении преференций, льгот и других форм, ориентированных в основном на тиражное производство, представляется крайне затруднительным даже в краткосрочном и среднесрочном периоде. Крупные ВИНК могут и выделяют значительные средства на финансирование НИОКР. Например, один из лидеров среди российских компаний ПАО «Газпром» в 2014 году на эти цели направило рекордную за всю историю компании сумму равную

10,82 млрд руб., из которых более половины было ориентировано на реализацию технологических приоритетов [8]. Объем финансирования НИОКР ПАО «Роснефть» в 2014 году достиг 33,2 млрд руб., что составляет 0,6% от выручки компании [9]. Но, к сожалению, приведенные средства даже в сумме остаются в несколько раз меньше, чем в одной компании Schlumberger (Шлюмберге).

Принципиальная схема производства импортозамещающей продукции в области поисково-разведочных средств для ГРП представлена на рис. 3. Следует исходить из того, что если оборудование никогда не производилось в России, то собственное производство, по крайней мере, в краткосрочной и среднесрочной перспективе, нецелесообразно. При этом, необходимо запускать процессы проработки долгосрочных вариантов локализации производства на территории страны. Для обеспечения геолого-геофизических работ в России в первую очередь основное внимание необходимо уделить модернизации существующих мощностей и восстановлению утраченных производств с целью не механического тиражирования и замены зарубежных аналогов, а создания

нового поколения конкурентоспособных технико-технологических средств. Только эффективность производства, цена и качество созданных средств, ориентированных не только для внутрироссийского использования, а на международном рынке — должны стать основными критериями отечественного импортозамещения. Аналогичный подход распространяется и на интеллектуальную продукцию. Необходимо объединить усилия существующих зарекомендовавших себя с положительной стороны разрозненных производителей ПО с целью создания отечественной линейки программного обеспечения для поисков и разведки месторождений нефти и газа, бурения и разработки месторождений, управления добычными комплексами и т.д., полностью перекрывающих функциональные возможности зарубежных аналогов.

Широко распространенные за рубежом способы объединения различных хозяйствующих субъектов в виде поглощения (покупки) тех или иных компаний, в российских условиях маловероятны. Административные решения не всегда эффективны и в настоящее время не подкреплены необходимым ресурсом. Добровольное объединение физических и (или) юридических лиц в ассоциации и корпорации с целью взаимного сотрудничества в достижении одной или нескольких целей, по всей вероятности, представляет собой наиболее предпочтительную форму. При этом в ассоциацию могут быть вовлечены предприятия различных форм собственности, РАН, высших образовательных учреждений и оборонного комплекса.

В проектах с существенной ролью государственной поддержки объединения производителей целесообразно создавать на базе крупных холдингов, контрольный пакет акций которых принадлежит государству. Например, в импортозамещении в области разведочного и промыслового оборудования наи-

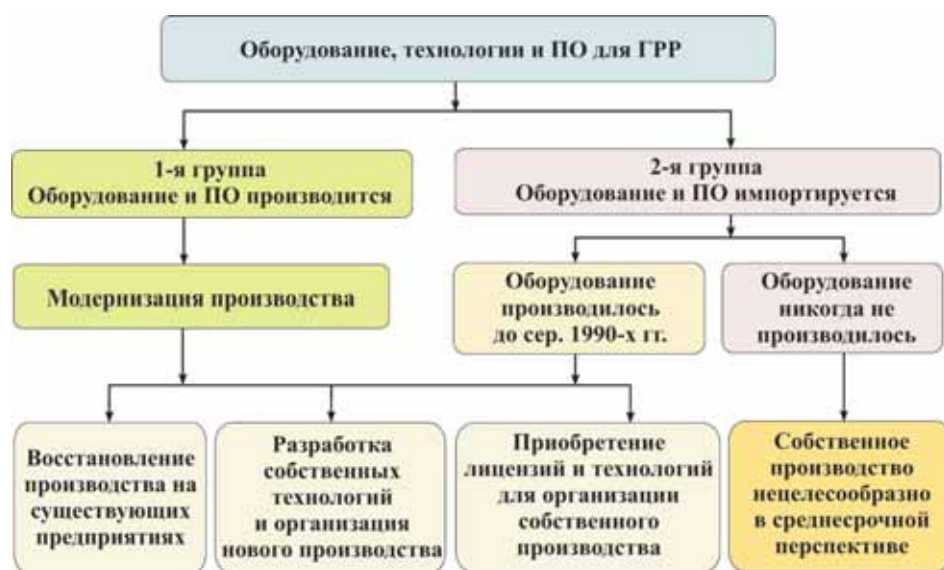


Рис. 3. Принципиальный подход к организации производства импортозамещающей продукции

более заинтересованы ПАО «Газпром», ПАО «Роснефть» и другие недропользователи. Организацию работ по разработке и производству аппаратурно-технических средств, оборудования и программного обеспечения для геоло-

го-геофизических региональных и поисковых целей целесообразно проводить на базе АО «Росгеология», 100% акций которого находится в собственности государства.

Привлечение в ассоциацию зарубежных компаний позволит не

только интегрировать в отечественное производство современные импортные достижения и технологии, но и откроет возможность более быстрого продвижения российской импортозамещающей продукции на мировом рынке.

Список использованной литературы

1. Райзберг Б.А., Лозовский Л.Ш., Стародубцева Е.Б. Современный экономический словарь. 2-е изд., испр. — М.: ИНФРА-М, 1999. — 479 с.
2. Конкурентоспособность и импортозамещение в нефтегазовом комплексе / Под ред. А.И. Владимирова (председатель совета) // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2015. № 4. — 101 с.
3. «Газпром геологоразведка» завершила геофизические исследования в Карском море // Информационно аналитический центр «Минерал». Новости, 25.10.2014. — URL: <http://www.mineral.ru/News/64872.html> (дата обращения: 11.02.2016).
4. Пресс-тур на Чаянду // 24.03.2015. «ООО ТНГ-Групп». — URL: <http://www.tng.ru> (дата обращения: 11.02.2016).
5. Малкина В.Д., Галимов Т.И., Васютинская С.И., Киселёв А.П. Инновационная комплексная система мониторинга скважин «ПетроЛайт» // Научный журнал Российского газового общества. 2015, № 2–3. — С. 59–64.
6. Волконский В.Ю., Ким А.К., Трушкин К.А. О перспективах отечественной вычислительной техники в нефтегазовой отрасли // Вестник ЦКР Роснедра. 2014, № 4. — С. 44–64.
7. Компактные суперЭВМ // РФЯЦ-ВНИИЭФ. — URL: <http://www.vniief.ru/wps/wcm/connect/vniief/site/research-directions/civi> (дата обращения 11.02.2016).
8. «Газпром» направил на НИОКР рекордную сумму — 10,8 млрд руб. // ПАО «Газпром», Пресс-Центр. 28 июля 2015. — URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2015/july/article241914> (дата обращения: 11.02.2016).
9. «Роснефть» сегодня // ПАО «Роснефть». 2016. — URL: <http://www.rosneft.ru/about> (дата обращения: 11.02.2016).

References

1. Rayzberg B.A., Lozovsky L.Sh., Starodubtceva E.B. Modern dictionary of Economics. 2-issue. — M.: INFRA-M, 1999. — 479 p.
2. Competitiveness and import substitution in the oil and gas industry / Edd. A.I. Vladimirov (Chief in a board) // Quality management in the oil and gas industry. 2015, № 4. — 101 p.
3. «Gazprom geologorazvedka» completed the geophysical study in the Kara Sea // Mineral Information and analytical Centre. News, 25.10.2014. — URL: <http://www.mineral.ru/News/64872.html> (date of treatment: 11.02.2016).
4. Press-tour to Chayanda // 24.03.2015. «JSC TNG-Group». — URL: <http://www.tng.ru> (date of treatment: 11.02.2016).
5. Malkina V.D., Galimov T.I., Vasyutinskaya S.I., Kisilev A.P. Innovative integrated system of well's monitoring «Petro-Light» // Scientific magazine of Russian Gas society. 2015, № 2–3. — P. 59–64.
6. Volkonsky V.Yu., Kim A.K., Trushkin K.A. On the prospects of native computing in the oil and gas industry // Vestnic CKR Rosnedra. 2014, № 4. — C. 44–64.
7. Compact super computers // VNIIEF. — URL: <http://www.vniief.ru/wps/wcm/connect/vniief/site/researchdirections/civi> (date of treatment: 11.02.2016).
8. Gazprom spent a record amount on NIOKR — 10,8 billion USD // PJSC «Gazprom», Press-Center. 28 July 2015. — URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2015/july/article241914> (date of treatment: 11.02.2016).

УДК 504.5:656; 622.692.4-192



Линейные объекты ПАО «Газпром»: пути снижения экологического риска

ООО «ЭНЕРГОДИАГНОСТИКА»

С.В. Власов, генеральный директор, кандидат технических наук, office@energo-diagnostics.ru

В.В. Снакин, начальник отдела энергосбережения и экологии, доктор биологических наук, профессор, snakin@mail.ru

А.Е. Демьянов, начальник проектно-производственного управления

Е.Г. Степанов, начальник испытательной лаборатории

С.Э. Мелкумян, заместитель начальника управления

К.В. Ермаков, начальник отдела электромагнитной совместимости

А.В. Предущенко, начальник управления экспертизы объектов трубопроводного транспорта

Аннотация. Анализируются проблемы экологического риска, обусловленные строительством и функционированием газотранспортной системы. Рассмотрены пути обеспечения экологической безопасности газопроводов, реализуемые в работе ООО «Энергодиагностика»: экологический мониторинг и контроль, анализ фактического состояния газопроводов, электрокоррозионное обследование, дистанционный диагностический мониторинг потенциально опасных участков трубопроводов, обеспечение комфортных электромагнитных условий, использование метанотрофов с целью снижения концентрации метана.

Ключевые слова: экологический мониторинг, экологический контроль, магистральные газопроводы, внутритрубная диагностика, электрокоррозионное обследование, дистанционная диагностика трубопровода, метанотрофы.

A linear object of public joint stock company «Gazprom»: how to reduce the environmental risk

«ENERGODIAGNOSTIKA» LLC

S.V. Vlasov, General Director, PhD, office@energo-diagnostics.ru

V.V. Snakin, Head of Energy Efficiency and Ecology Department, Dr.Sci. (Biol.), professor, snakin@mail.ru

A.E. Dem'janov, Head of Design and Production management Department, office@energo-diagnostics.ru

E.G. Stepanov, Head of Testing Laboratory

S.A. Melkumyan, Deputy Head of Department

K.V. Ermakov, Head of Electromagnetic Compatibility Department

A.V. Predushchenko, Head of Department of examination of objects of pipeline transport, office@energo-diagnostics.ru

Abstract. The problems of environmental risk caused by the construction and operation of the gas transportation system are analyzed. The ways to ensure environmental gas pipeline safety implemented by the company «Energodiagnostika» are considered: environmental monitoring and control, analysis of the actual state of the gas pipelines, electrical corrosion inspection, remote diagnostic monitoring of potentially hazardous sites pipelines, ensuring comfort electromagnetic environment, the use of methanotrophs to reduce the concentration of methane.

Keywords: environmental monitoring, environmental control, main gas pipelines, intra pipe diagnostics, electrocorrosion inspection, remote diagnostics of the pipeline, methanotrophs.

Введение

Обеспечение экологической безопасности строительства и функционирования магистральных газопроводов — одна из первоочередных задач современной энергетики, все в большей степени использующей относительно более экологичное топливо — природный газ. Система газопроводов становится все более сложной и насыщенной не только в малонаселенных районах Северо-Запада России, но и в земледельческих регионах с высокой плотностью населения (рис. 1). При этом есть все основания полагать, что магистральные газопроводы существенно увеличивают риск возникновения неблагоприятных чрезвычайных ситуаций.

Анализ плотности чрезвычайных происшествий для территории Ставрополья показывает, что основная их часть приурочена именно к районам с наличием магистральных газопроводов (рис. 2). Не случайно в Концепции системы управления охраной окружающей среды на объектах ПАО «Газпром» [2] отмечается, что «главным источником экологической опасности в газовой промышленности являются газотранспортные магистрали».

Одной из важнейших проблем трубопроводного транспорта является сохранение нормального состояния линейной части промышленных и магистральных трубопроводов. Подземные трубопроводы, работающие при нормальных режимах, сохраняются, по крайней мере, несколько десятков лет. Так, например, в США некоторые трубопроводы, проработавшие около двадцати лет, полностью сохранились и не требуют ремонта. Этому способствовало то большое внимание, которое уделяется систематическому контролю состояния подземных и надземных трубопроводов и своевременная ликвидация появляющихся дефектов.

Важнейшей задачей деятельности ООО «Энергодиагностика»

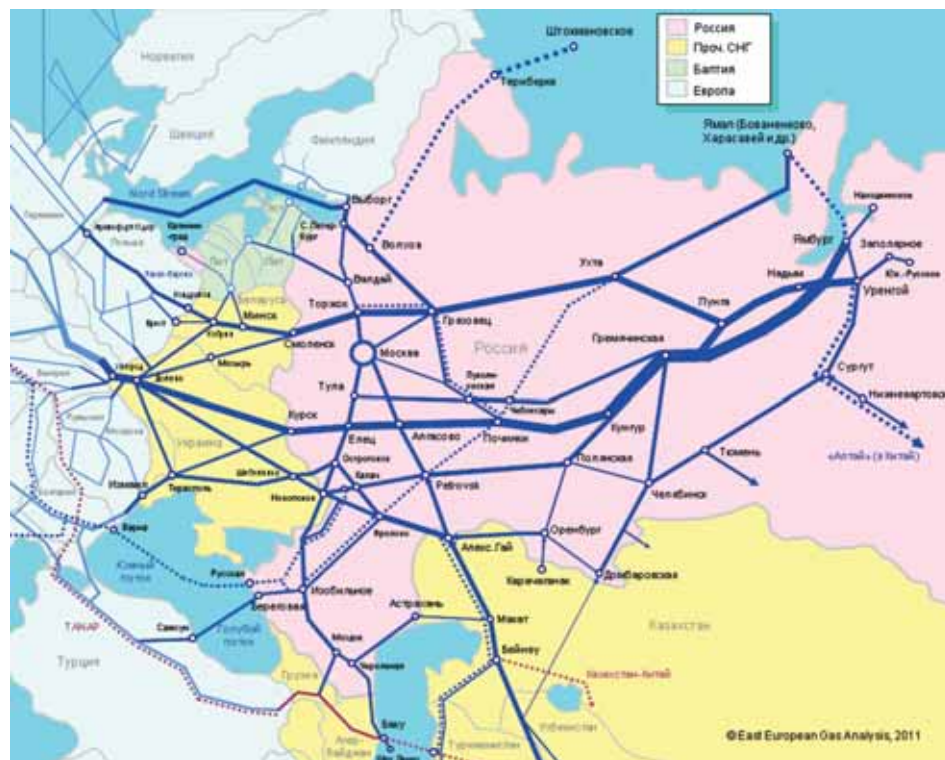


Рис. 1. Магистральные газопроводы ПАО «Газпром» на территории России и сопредельных государств [1]

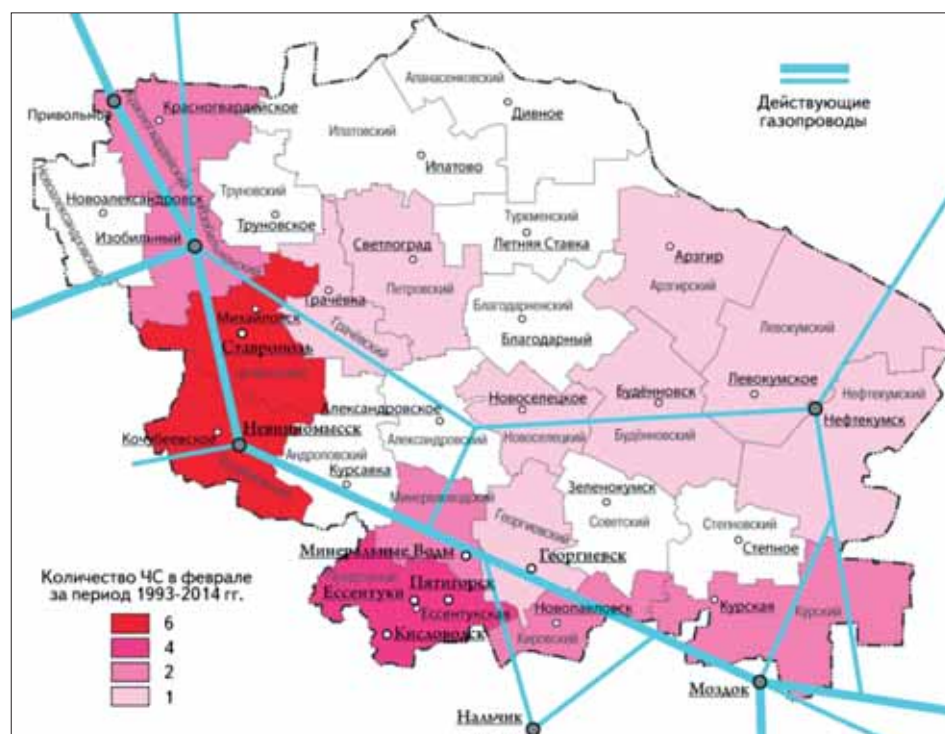


Рис. 2. Уязвимость районов Ставропольского края к чрезвычайным ситуациям на 1993–2014 годы, по данным МЧС России [3], и система газопроводов на территории края

является обеспечение промышленной (эксплуатационной) безопасности опасных производственных объектов газовой промышленно-

сти, существенной частью которой являются линейные сооружения — газопроводы. Обеспечение экологической безопасности трубопро-

водов проводится специалистами ООО «Энергодиагностика» в самых различных направлениях, некоторые из которых представлены ниже.

Экологический мониторинг и контроль соблюдения экологического законодательства представляет собой важный этап охраны окружающей среды уже на этапе проведения строительно-монтажных работ. Характерным примером является наш опыт работы на Ставрополье, где очень высока суммарная нагрузка сельскохозяйственного производства и объектов газотранспортной системы на почвенный покров.

В ходе строительства газопровода «КС Изобильный — Невинномысск» (фото 1) в 2013–2014 годах наша работа, выполненная по заказу ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», была нацелена на обеспечение минимального воздействия на природную среду и предупреждение загрязнения окружающей природной среды тяжелыми металлами и нефтепродуктами.

Проведение строительно-монтажных работ на магистральных газопроводах сопровождается вовлечением большого числа материально-технических ресурсов, строительных агрегатов и рабочей силы в совокупности с использованием значительных природных территорий в качестве земельного

отвода для производства работ. Реализация любого проекта по ремонту, реконструкции и капитальному строительству на местности сопровождается колоссальным давлением на компоненты окружающей природной среды; в этой связи возникает большая вероятность возникновения аварийных ситуаций, связанных с загрязнением атмосферного воздуха, почвенного покрова и водных источников.

При этом источниками возможного поступления тяжелых металлов в окружающую среду являются: трубы, применяемые для сооружения линейной части трубопроводов, содержащих значительные количества марганца, ванадия, ниобия, а также хрома, никеля, меди, молибдена, титана и алюминия за счет коррозии; сварочные электроды, в состав которых входят соединения марганца (локально); гидроиспытания (загрязнение водных объектов); выхлопы используемой в ходе строительства техники.

Нами проанализирован также вопрос о рисках загрязнения почвенного покрова и водоемов нефтепродуктами. Из всех видов строительных работ основной расход нефтепродуктов (бензин, дизельное топливо, широкий спектр масел) приходится на строительную технику и механизмы (автомобили-трубовозы, экскаваторы,

бульдозеры, тягачи, краны, трубоукладчики, генераторы, легковые автомобили, вахтовые машины и др.). Наибольшая опасность загрязнения возникает при нарушении правил эксплуатации строительной техники, халатности персонала при выполнении работ и аварийных ситуациях, при проведении заправки техники и ремонтных мероприятиях, когда НП могут попасть непосредственно на почвенный покров или в водный источник, что не менее опасно для окружающей среды. Избежать данные риски можно только при строгом выполнении правил и норм строительства и высокой ответственности персонала.

Постоянное слежение за состоянием почв и водных объектов, предупреждения и предписания исполнителям работ о нарушениях правил охраны окружающей среды играют существенную роль в обеспечении экологической безопасности.

Именно поэтому по итогам работы не было обнаружено существенное превышение геохимического фона по содержанию тяжелых металлов (рис. 3). Близкие к предельно допустимым концентрациям величины содержания тяжелых металлов были обнаружены лишь в местах примыкания трубопровода к автотрассам с интенсивным движением.



Фото 1. Участки строительства газопровода «КС Изобильный — Невинномысск» (Ставропольский край).

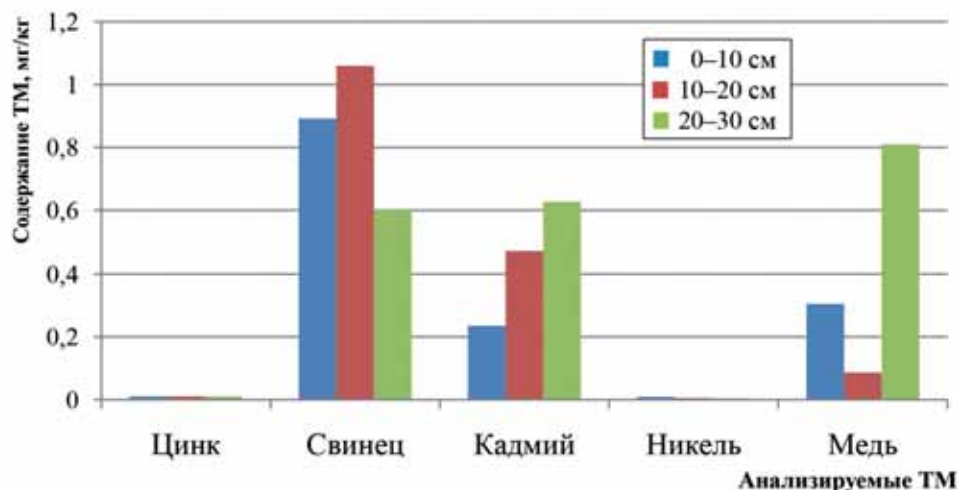


Рис. 3. Распределение содержания тяжелых металлов в поверхностных слоях почвы на территории предстоящего наклонно-направленного бурения под автодорогой (75 км трассы газопровода).

В водных объектах ни в одном из образцов (более 40) не наблюдалось превышения ПДК (в России ПДК по нефтепродуктам для водоемов рыбохозяйственного пользования составляет 0,05 мг/дм³), однако некоторые значения достигали величины 0,02–0,03 мг/дм³, что является поводом для постоянного мониторинга содержания нефтепродуктов [4].

Получаемые в ходе мониторинга данные оперативно передавались заказчикам и производителям работ с целью принятия при необходимости соответствующих мер. Таким образом, постоянный экологический мониторинг и производственный контроль соблюдения экологического законодательства в ходе строительства газопроводов позволяют выявить критические с позиции загрязнения окружающей среды места и тем самым значительно снизить экологические риски.

Анализ фактического состояния газопроводов

Основные дефекты трубопроводов появляются в результате коррозионных и механических повреждений, определение места и характера которых связаны с рядом трудностей и большими материальными затратами. Поэтому

очень актуально определение состояния подземных и надземных промышленных, магистральных газопроводов без их вскрытия.

В настоящее время единственным вариантом эффективного достоверного и исчерпывающего определения фактического состояния трубопроводов является внутритрунная диагностика (ВТД). Современные внутритрунные дефектоскопы высокого разрешения сканируют поверхность трубы с разрешением от 2,5 · 2,5 мм и способны гарантированно проходить девяностоградусные отводы, производя по несколько сотен миллионов измерений на каждый километр трубопровода. При этом подавляющее большинство реально встречающихся дефектов выявляется с вероятностью 80–90%. Таким образом, тщательность обследования с помощью внутритрунной диагностики на порядки превосходит любой другой реально осуществимый на сегодня метод контроля.

Более того, в процессе подготовки к внутритрунной инспекции производится очень эффективная очистка полости трубопровода от загрязнений и инородных предметов. В практике работы сотрудников ООО «Энергодиагностика» регулярны случаи вытеснения из трубопроводов самых различных

предметов (телогреек, ведер и даже железнодорожных шпал), нахождение которых в полости трубы обусловлено халатностью строителей.

Что касается цены обследования, то сегодня стоимость внутритрунного диагностирования практически сравнялась со стоимостью диагностирования традиционными методами. Сама же процедура проведения внутритрунного обследования осуществляется на рабочих режимах трубопровода и занимает минимум времени.

Нами был проведен анализ «цены выявления дефекта», отражающий соотношение цены диагностирования, единицы длины трубопровода и вероятности выявления дефекта. Сравнение данных обследований, проведенных другими диагностическими компаниями на одном трубопроводе разными методами, показал, что «цена выявления дефекта» для внутритрунного обследования меньше, чем для любого другого метода в 10–100 раз! Сегодня по соотношению цена/качество данный вид диагностирования является практически безальтернативным.

Электрокоррозионное обследование

Определение фактического состояния трубопроводов — это очень важный этап работы, но главная задача — снижение количества аварий трубопроводов и, в идеале, обеспечение их безаварийной работы. Поэтому следующий шаг — планирование и проведение эффективных ремонтных и предупредительных мероприятий, чтобы не только устранить уже выявленные дефекты, но и остановить развитие новых, компенсировав поражающие воздействия на трубопровод. И здесь не обойтись без комплексного электрокоррозионного обследования (ЭКО) смежных и пересекающихся трубопроводов.

Подземный трубопровод — это очень хороший проводник электри-

ческого тока, расположенный в электролите с переменной проводимостью. По сути, это многоэлектродная система распределенных микро- и макропар. В условиях промысла, пересечения и сближения трубопроводов также образуют множество анодно-катодных пар, где за счет перетоков электричества через повреждения изоляции трубопроводы могут, по сути, растворяться.

Именно наличие сложных коррозионных взаимозависимостей внутри промысловой сети трубопроводов приводит к тому, что несогласованные ремонты или защитные мероприятия на одном трубопроводе недостаточно эффективны, а порой приводят к усугублению ситуации на соседних трубах. Поэтому очень часто проводимые ремонтные работы на одном трубопроводе могут радикально изменить ситуацию на соседних.

Для разработки и проведения эффективных компенсирующих мероприятий необходимо обследовать одновременно максимально большее количество труб. Но на практике, как правило, по причине ограниченного бюджета на диагностику из года в год выборочно обследуются только самые проблемные трубы и потому определить механизмы взаимовлияния в системе трубопроводов крайне затруднительно.

На предприятии рекомендуется принять программу по снижению аварийности и запланировать ее последовательную реализацию на несколько лет, разбив на этапы по годам. Основными положениями программы должны стать:

- отказ от затрат на малоэффективные методы определения фактического состояния диагностирования в пользу высокотехнологических, экономически оправданных;
- планирование ремонтно-профилактических и компенсирующих мероприятий только

после комплексного анализа поражающих факторов и взаимного влияния в системе трубопроводов.

Дистанционный диагностический мониторинг потенциально опасных участков объектов трубопроводного транспорта

Высокая протяженность и труднодоступность мест прохождения трасс магистральных трубопроводов в значительной мере осложняют оценку их технического состояния, тем самым существенно увеличивая себестоимость диагностических работ. Климатические условия северных регионов делают проведение обследования технического состояния трудновыполнимым, а зачастую требуют существенной модернизации приборного парка, обеспечивающего работу в условиях низких температур, что также приводит к увеличению затрат на проведение диагностики. Максимальные амплитудные значения изменений параметров технического состояния магистральных трубопроводов характерны именно для холодного периода года, когда проведение диагностического обследования чрезвычайно затруднено. В подобных условиях целесообразно и оправдано применение автоматизированных диагностических систем контроля технического состояния магистральных трубопроводов.

Разработанная в ООО «Энергодиагностика» система контроля переходов трубопроводов СКП21 изначально проектировалась в качестве автономного средства диагностики, мониторинга и контроля параметров технического состояния труднодоступных и потенциально опасных участков трубопроводов (высокой и повышенной коррозионной опасности). Разработка СКП21 велась с целью обеспечения максимальной продолжительности работы оборудования в условиях отсутствия внешних источников питания, широкого тем-

пературного диапазона эксплуатации, высокой влажности (обводненности), с учетом применения во взрывоопасных зонах. Большое внимание уделялось вандалоустойчивости оборудования и скрытности его размещения.

Опытная эксплуатация СКП21 начата на объектах ПАО «Газпром» в 2005 году, с 2009 года СКП21 включена в реестр разрешенного к применению оборудования электрохимической защиты (ЭХЗ) ПАО «Газпром», в 2010 году основные проектные решения по системе СКП21 включены в альбом «Унифицированные проектные решения УПР.СКМ-01-2010 «Системы дистанционного коррозионного мониторинга объектов ПАО «Газпром». Также с 2010 года в рамках выполнения требований ЦПИ-22 ОАО «РЖД» система СКП21 рекомендована к применению на пересечениях газо- и нефтепроводов с железными дорогами общего пользования, как система контроля утечек газа и аварийной блокировки движения поездов.

В 2015 году в рамках выполнения требований ПАО «Газпром» проведена экспертиза Технических условий системы СКП21 на соответствие требованиям СТО Газпром 9.4-023-2013, в результате которой получено положительное экспертное заключение.

Также на СКП21 получена вся необходимая разрешительная документация для применения на опасных производственных объектах трубопроводного транспорта.

К настоящему моменту СКП21 оснащено несколько сотен объектов трубопроводного транспорта различных категорий от магистральных газопроводов до систем газоснабжения населенных пунктов и предприятий, расположенных во всех климатических зонах РФ от Калининградской области до о. Сахалина и от Краснодарского края до Салехарда.

Немаловажным параметром для территориально распределен-

ных автономных систем, к которым относится СКП21 является надежность. Так, подтвержденная наработка на отказ серийного оборудования составляет не менее 25 000 часов, а подтвержденный срок эксплуатации отдельных образцов системы СКП21 в настоящий момент составил более 60 000 часов как в условиях Крайнего Севера, так и в условиях засушливых Южных регионов страны.

Ниже представлен перечень контролируемых параметров полевого аппаратно-программного комплекса (далее АПК П) СКП21:

- защитный потенциал трубопровода с омической составляющей, от -10 до $+10$ В;
- определение типа контакта «труба — защитный кожух», Ом, В;
- сопротивление «труба — защитный кожух», Ом;
- разность потенциалов «труба — защитный кожух», В;
- сила тока протекторной установки, А;
- скорость коррозии, мм/год;
- поляризационный потенциал трубопровода, от -10 до $+10$ В;
- линейная деформация трубопровода, отн. ед.;
- линейная деформация защитного кожуха отн. ед.;
- измерение загазованности на технологическом объекте или пространства «труба — защитный кожух», % CH_4 НКППР;
- измерение давления в технологическом резервуаре или в пространства «труба — защитный кожух», МПа;
- измерение температуры на технологическом объекте, $^{\circ}\text{C}$;
- сила тока УКЗ, А;
- выходное напряжение УКЗ, В;
- сила тока УДЗ, А;
- напряжение труба-рельс, В.
- показание счетчика электроэнергии УКЗ, кВтч;
- величина питающего напряжения УКЗ, В;
- сигнализация о наличии жидкости в полости аппаратного контейнера;
- сигнализация технического состояния АПК П СКП21;
- сигнализация состояния первичных преобразователей, кабельных линий;
- сигнализация уровня заряда автономного источника питания, В;
- сигнализация вскрытия двери блок-бокса, устройства КИП;
- сигнализация об отсутствии напряжения питания на УКЗ.

Система СКП21 построена по модульному принципу и содержит

в себе различный спектр средств дистанционного мониторинга и контроля. Благодаря применению стандартных протоколов передачи данных оборудование СКП21 легко интегрируется в системы линейной телемеханики и автоматизированные системы управления технологическими процессами.

АПК П СКП21 имеет два типа исполнения: скрытое подземное (фото 2) и наземное в блок-контейнере (фото 3).

При проведении работ по оснащению потенциально опасных участков трубопроводов ООО «Энергодиагностика» применяется комплексный подход, охватывающий все этапы работ: проведение предварительного диагностического (предпроектного) обследования, разработка проектной и рабочей документации, изготовление оборудования с его модернизацией под технические требования Заказчика, проведение монтажных и наладочных работ, последующего гарантийного и после гарантийного технического обслуживания оборудования. На все виды проводимых работ имеется соответствующая разрешительная документация.

За счет применения модульного принципа построения системы



Фото 2. Система контроля переходов трубопроводов под автомобильными и железными дорогами СКП21 в подземном исполнении в защищенном аппаратном контейнере



Фото 3. Система контроля переходов газопроводов под авто и железными дорогами СКП21 в наземном исполнении в монтажном шкафу (блок контейнер).

обеспечивается возможность контроля широкого ряда параметров технического состояния магистральных трубопроводов. Данный принцип построения системы позволяет быстро адаптировать оборудование под требования заказчика (специфику диагностируемого объекта). За счет применения модульного принципа построения АПК в его состав может быть включено любое диагностическое оборудование или датчики, отвечающие требованию норм по взрывозащите и энергопотреблению.

Системы, установленные на этапах строительства или реконструкции, позволяют еще до сдачи объекта в эксплуатацию оценить качество строительно-монтажных работ и сократить затраты на последующие мероприятия по устранению допущенных при строительстве дефектов (нарушение герметичности защитного футляра трубопровода, изолирующих манжет, нарушения защитного покрытия трубопровода). Косвенным путем определялись сбои в работе оборудования электрохимической защиты, как на объекте диагностирования, так и на соседних с объектом оснащения пересечениях (неверное подключение блоков диодно-резисторной защиты, выход из строя оборудования ЭХЗ).

Особые конфигурации СКП21 предназначенные для организации постоянного мониторинга параметров ЭХЗ с накоплением данных в зонах, подверженных влиянию блуждающих токов, позволяют существенно сократить периодичность регламентного технического обслуживания оборудования ЭХЗ, а также провести отладку режимов работы оборудования системы ЭХЗ на стадии опытной эксплуатации.

Организация диагностического мониторинга на участках трубопроводов в предаварийном состоянии позволяет отслеживать тренды изменения технического состояния и осуществлять эксплуатацию до вывода участка в ремонт.

Имеющиеся технические решения оборудования СКП21 и опыт работ ООО «Энергодиагностика» позволяет в сжатые сроки решать широкий спектр задач по организации автоматизированного контроля, мониторинга и диагностики технического состояния потенциально опасных объектов трубопроводного транспорта.

Обеспечение комфортных электромагнитных условий на рабочих местах персонала производственных объектов

Линейные объекты газотранспортной системы, как правило, сопровождаются линиями электропередач, являющимися источником электромагнитных полей негативных для человека (обслуживающего персонала и населения), окружающей природной среды и технических систем. В качестве примера на *фото 4* показаны результаты ускорения проращивания семян овса в условиях индукции правостороннего вращающегося магнитного поля и замедления проращивания семян овса, в условиях индукции левостороннего вращающегося магнитного поля 50 Гц [5].

Под комфортными условиями жизнеобеспечения человека следует понимать показатели природных факторов, соответствующие критериям «хорошей погоды»; при этом параметры фона факторов искусственного происхождения должны соответствовать таким

значениям, которые не снижают жизнедеятельность человека. Комфорт — оптимальное сочетание параметров микроклимата, физических факторов, удобств, благоустроенности и уюта в зонах деятельности и отдыха человека.

Сотрудниками ООО «Энергодиагностика» по результатам проведенных исследований и анализа натурных условий в среде обитания предложен комплекс показателей и критериев комфортных, допустимых и безопасных значений интенсивностей электромагнитных полей естественного и искусственного происхождения [6].

Использование метанотрофов для снижения экологического риска при разгерметизации газопроводов и подземных газохранилищ

Для предупреждения риска загрязнения метаном в результате нарушения герметичности трубопроводов и подземных хранилищ природного газа специалистами ООО «Энергодиагностика» предложено применение метанотрофов — бактерий, использующих метан в качестве питания, на объектах ПАО «Газпром» и других газовых компаний [7]. Подана соответствующая заявка на патент «Способ обеспечения экологической безопасности подземного хранилища газа» (RU 2014108504 А от 6 марта 2014 года). Существо предложения заключается в дистанционном мониторинге содержания

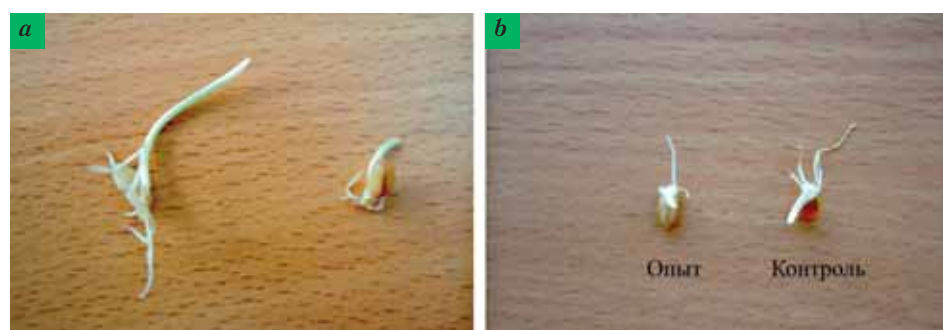


Фото 4. Результаты проращивания семян овса в условиях индукции вращающегося магнитного поля 50 Гц: правостороннего (a) и левостороннего (b) направлений: слева — опытный вариант, справа — контроль.

метана в приземной атмосфере и в зонах технологических узлов, по результатам которого в зонах с повышенной концентрацией метана в приземной атмосфере грунт обрабатывают суспензией метанотрофных бактерий в солевом растворе, а в критических зонах технологических узлов дополнительно создают грунтовые «воротники», в которые циклически закачивают под определенным давлением и температурой суспензии метанотрофных бактерий в солевом растворе [8].

Этот прием позволяет снизить концентрацию метана — пожаро-

опасного агента и тем самым снизить не только риск возгорания, но и загрязнение атмосферы одним из самых действенных парниковых газов. Дальнейшая разработка этого предложения сможет стать существенным дополнением в реальное обеспечение одобренного 12 декабря 2015 года в Париже 195 странами проекта Всемирного пакта о борьбе с глобальным потеплением.

Заключение

ООО «Энергодиагностика» имеет широкий спектр научно-практиче-

ских разработок, направленных на повышение безопасности линейных объектов ПАО «Газпром» в ходе их проектирования, строительства и функционирования. Примеры использования этих разработок на различных объектах в различных регионах страны показывает их эффективность и экономическую целесообразность.

Особенно важно отметить экологическую эффективность рассмотренных направлений работы, снижающих нагрузку на природные системы и уменьшающих риски возникновения аварийных ситуаций.

Список использованной литературы

1. URL: http://www.eegas.com/fsu_r.htm
2. Концепция системы управления охраной окружающей среды на объектах ОАО «ГАЗПРОМ» в соответствии с ГОСТ Р ИСО 14000 ВРД 39-1.13-011-2000. — М., 2000.
3. URL: <http://26.mchs.gov.ru/operationalpage/dailyforecast/item/2505982/>
4. Черничкин Р.В., Снакин В.В. Риск загрязнения почвенного покрова и поверхностных вод при строительстве магистральных трубопроводов // Проблемы анализа риска. Т. 12. 2015, № 5. — С. 22–27.
5. Рябов Ю., Яковлев Г., Ломаев Г., Яшин А., Билецкий С. Погода в доме // Охрана труда и социальное страхование. 2014, № 4. — С. 60–70.
6. Рябов Ю.Г., Трубицын А.В., Розанов В.С., Ломаев Г.В., Ермаков К.В. Показатели и критерии комфортных и допустимых электромагнитных условий в «зеленых» домах // 2-я Международная научно-практическая конференция «Актуальные проблемы и перспективы развития радиотехнических и инфокоммуникационных систем». Ч. 2. — М., 2015. — С. 289–296.
7. Снакин В.В., Власов С.В., Чудовская И.В., Власова И.В., Черничкин Р.В. Использование метанотрофов при подземном хранении природного газа с целью снижения экологического риска // Современные проблемы физиологии, экологии и биотехнологии микроорганизмов. Сб. материалов Всероссийского симпозиума. — М., 2014. — С. 210.
8. Власов С.В., Снакин В.В., Власова И.В., Чудовская И.В. Способ обеспечения экологической безопасности подземного хранилища газа // Изобретения. Полезные модели. Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам. 2015, № 26. — С. 43.

References

1. URL: http://www.eegas.com/fsu_r.htm
2. Concept of environmental protection management system at JSC «Gazprom» facilities according to GOST R 14000 VRD 39-1.13-011-2000. — M., 2000.
3. URL: <http://26.mchs.gov.ru/operationalpage/dailyforecast/item/2505982/>
4. Chernichkin R.V., Snakin V.V. Risk contamination of soils and surface waters during construction of main pipelines // Issues of Risk Analysis. V. 12. 2015, № 5. — P. 22–27.
5. Ryabov Yu., Yalovlev G., Lomaev G., Yashin A., Biletsky S. Indoors weather // Labor safety and social insurance. 2014, № 4. — P. 60–70.
6. Ryabov Yu.G., Trubitsin A.V., Rozanov V.S., Lomaev G.V., Ermakov K.V. Indices and criteria of comfortable and admissible electromagnetic conditions in «green houses» // 2-nd International Research-to-practice conference «Current issues and prospects of developing radiotechnical and ICT systems». «RADIAINFOCOM». 2015, April 14–18 2015, Russia, Moscow. Part 2. — P. 289–296.
7. Snakin V.V., Vlasov S.V., Chudovskaya I.V., Vlasova I.V. Application of methanotrophs in UGS for reducing ecological risk // Present-day problems of physiology, ecology and biotechnology of microorganisms. Proceedings of All-Russia symposium. — M., 2014. — P. 210–210.
8. Vlasov S.V., Snakin V.V., Vlasova I.V., Chudovskaya I.V. Means of securing UGS ecological safety // Inventions. Useful models. Official Journal of Federal Service for Intellectual Property, Patents and Trademarks. 2015, № 26. — P. 43.



Грузовые дирижабли для нефтегазового комплекса России

В.И. Лисов, ректор Российского государственного геологоразведочного университета, доктор экономических наук, профессор, член-корреспондент Российской академии образования, science@mgri-rggru.ru

Аннотация. Показаны новые задачи промышленной политики России применительно к нефтегазовому комплексу. Новые транспортные возможности для освоения Сибири и Дальнего Востока открываются применением мощных грузовых дирижаблей. Необходимо повышение статуса гражданских министерств с целью перехода к «новой экономической модели». Даются рекомендации.

Ключевые слова: технологические инновации; развитие нефтегазового комплекса; грузовые дирижабли; прикладная наука.

Cargo airship for oil and gas complex of Russia

V.I. Lisov, Rector, MGRI-RSGPU

Abstract. Shows the new objectives of industrial policy of Russia in relation to the oil and gas complex. New transport opportunities for the development of Siberia and the Far East open powerful cargo airships. It is necessary to increase the status of the civil ministries for the purpose of transition to a «new economic model». Recommendations.

Key words: technological innovations; development of oil and gas complex; cargo airships; applied science.

В это трудное кризисное время для России и особенно нефтегазового комплекса (НГК) в силу сильного падения мировых цен на нефть важно новое стратегическое мышление. Две крупнейшие корпорации страны ПАО «Газпром» и ОАО «НГ «Роснефть», во многом формирующие доходную часть российского бюджета, должны бы усилить свое внимание к большой геополитике и содействовать быстрой смене устаревшей неэффективной экономической модели экономики России. Нужно создавать новые институты экономического развития, новые инфраструктурные объекты для освоения природных ресурсов Сибири и Дальнего Востока, новые инновационные сектора промышленности, развивать национальную сеть НИИ, КБ, проектных, консульта-

тивных и иных организаций. Однако в этом созидательном процессе важно преодолеть свое «туннельное» нефтегазовое мышление и выйти на более глобальные проблемы перестройки промышленности и всей добывающей экономики, отчасти потеснив амбициозные милитаристские позиции нашего наукоемкого ВПК.

Большой промышленный мир живет и развивается на основе гражданского, а не военного производства. При этом новейшие военные сценарии включают в себя все новые аспекты силовой борьбы одних государств с другими. С 2014 года Россия стала неожиданно для себя объектом внезапной сильнейшей экономической и информационной войны. Уже нанесенные по России крупные экономические и финансовые удары США и их воен-

ных союзников привели к своим внутривластным переменам. Впереди масштабная коррекция созданной после 2000 года президентской «вертикали власти» путем перехода к реальной двух или лучше трех партийной системе, эффективной конкурентной системе власти, оперативной смене управленческих элит для решения совсем новых экономических и инновационных задач.

С этой идеологической мобилизующей ректорской позиции хотелось бы привлечь внимание наших читателей к проблеме скорейшего серийного производства в России мощных грузовых дирижаблей для производственных нужд освоения огромных ресурсов в удаленных районах Сибири и Дальнего Востока, а также их дальнейшего экспорта на мировые рынки.

Мощные грузовые дирижабли России — это военная или гражданская продукция?

У истоков этой новой нефтегазовой темы стоит недавняя концептуальная журнальная статья ректора МГРИ-РГГРУ [1]. Публикация в журнале «Экономические стратегии» стала прежде всего «анти-военной» с критикой того положения, что главный двигатель российской науки и новых технологий — это оборонная и атомная промышленность с ее большой направленностью на разработку и производство военной техники и вооружений.

В новой книге автора также имеется целая глава о грузовых дирижаблях [2].

В России дирижаблестроение всегда было под особой опекой Минобороны России и секретной авиационной промышленности. Дирижабли небольшой грузоподъемности, конечно, могут решать некоторые оборонные проблемы, особенно в качестве воздушных технических платформ для установки на радарного оборудования с целью мониторинга и обнаружения низколетящих крылатых ракет с ядерными боеголовками. При этом в военном аспекте дирижабли крайне уязвимы даже для ручного стрелкового

оружия. Для
силовиков
России
р е -
ш и т ь
бы на
ка ч е -
ственном
ур о в н е
п р о -
изводство
военной
техники и
вооружений
в условиях роста
мировых угроз по
разным направлениям
(борьба США за модель одно-
полярного мира по американским

стандартам, рост мирового терроризма со стороны сторонников ислама в арабских странах Ближнего Востока, новые наступательные акции крупнейших ТНК на слабо-развитые страны и отчасти Россию, тревожные прогнозы по угрозам планете от глобального изменения климата и особенно сильного потепления уже к началу следующего столетия и др.).

В геологоразведке небольшие дирижабли могут быть экономически более эффективны, чем небольшие самолеты и вертолеты. Такие оценки имеются и зарубежной печати. Потому МГРИ-РГГРУ в 2013 году провел ряд консультаций с руководством ОАО «Долгопрудненское конструкторское бюро автоматики» (ДКБА) (г. Долгопрудный Московской области) о целесообразности применения геофизиками и геологами уже выпускающихся в России дирижаблей с небольшой грузоподъемностью. При этом были получены дополнительные материалы по проводимым в ДКБА работам и оценкам перспективности развития грузового невоенного дирижаблестроения. В настоящее время наш геологоразведочный университет видит как научные, так и образовательные возможности использования такой техники.

Однако в ходе проведенного анализа возник свой интерес к использованию в сфере недропользования и промышленного строительства мощных грузовых дирижаблей с грузоподъемностью в 50 т и более. Дело в том, что МГРИ-РГГРУ стремится к расширению своего специфического профессионального образования на основе введения ряда новых инженерных специальностей. Так, в 2013 году начался прием в балаквариат по таким новым специальностям, как 151000.62 «Технологические машины и оборудование», 151900.62 «Конструкторско-технологическое обеспечение машино-строительных производств», 190100.62 «Наземные транспортно-технологические комплексы».

По академическому балаквариату на контрактной основе — это «Наземные транспортно-технологические комплексы» (шифр: 23.03.02). Намеченный прием в 2016 году — 25 студентов (см. табл. 1). По данной специальности только очное обучение. Размер оплаты стоимости обучения пока уточняется с учетом общей экономической ситуации.

Далее в МГРИ-РГГРУ появился вопрос: Кто мог бы в России выступить заказчиком такого промышленного проекта и его профинансировать? Видимо, само государство, а не потенци-



Таблица 1

Контрольные цифры приема на 1-й курс в 2016 году на очное обучение

Направление подготовки/Специальность		Бюджетные места	в т.ч. квота приема лиц, имеющих особые права	в т.ч. квота целевого приема [*]	Места с оплатой стоимости обучения
СПЕЦИАЛИТЕТ					
21.05.01	Прикладная геодезия	—	—	—	25
21.05.02	Прикладная геология	125	13		150
21.05.03	Технология геологической разведки	50	5		100
21.05.04	Горное дело	45	5		100
21.05.05	Физические процессы горного или нефтегазового производства	10	1		50
ПРИКЛАДНОЙ БАКАЛАВРИАТ					
05.03.06	Экология и природопользование	15	2		30
09.03.03	Прикладная информатика	10	1		10
21.03.01	Нефтегазовое дело	20	2		100
АКАДЕМИЧЕСКИЙ БАКАЛАВРИАТ					
01.03.04	Прикладная математика	19	2		20
05.03.01	Геология	25	3		50
05.03.02	География	—	—	—	25
05.03.06	Экология и природопользование	20	2		50
08.03.01	Строительство	—	—	—	25
09.03.02	Информационные системы и технологии	10	1		25
09.03.03	Прикладная информатика	—	—	—	25
20.03.01	Техносферная безопасность	18	2		25
20.03.02	Природообустройство и водопользование	—	—	—	25
21.03.01	Нефтегазовое дело	—	—	—	50
21.03.02	Землеустройство и кадастры	—	—	—	25
23.03.02	Наземные транспортно-технологические комплексы	—	—	—	25
29.03.04	Технология художественной обработки материалов	—	—	—	25
38.03.01	Экономика	—	—	—	100
38.03.02	Менеджмент	—	—	—	100
38.03.03	Управление персоналом	—	—	—	100
ИТОГО:		367	39		1260

* Информация будет опубликована после ее утверждения.

Источник: URL: http://mgri-rggru.ru/ABITUR/abitur_2016/plan/plan_bs_o.php

альные эксплуатанты-перевозчики, в том числе из нефтегазового комплекса России¹.

¹ Выступление кандидата экономических наук, ведущего научного сотрудника МГРИ-РГГРУ, эксперта Российского совета по международным делам Ю.А. Бобылова «Мощные грузовые дирижабли — нефтегазовому комплексу» в рамках VII Международного энергетического форума «Инновации. Инфраструктура. Безопасность» (15 декабря 2015 года, Москва, ГК «Президент-Отель»; модератор — президент Союза нефтегазопромышленников России Г.И. Шмаль).

Богатый НПК как гражданский борец с влиятельным ВПК

В феврале 2014 года во время публичного обсуждения проекта новой «Энергетической стратегии до 2035 года» президент нефтяной компании «ЛУКОЙЛ», председатель комитета по энергетической политике и энергоэффективности РСПП В. Алекперов сказал: «Мы как были, так и останемся локомотивом развития. Инфраструктур-

ные проекты должны развиваться за счет государственных инвестиций. ТЭК не в состоянии развивать железные дороги, крупнейшие трубопроводные системы. Есть ограничение инвестиций в инфраструктурные проекты. Поэтому государство должно принимать на себя посильную миссию в развитии общегосударственной собственности...»².

² URL: <http://www.finmarket.ru/main/article/3632124>

Посмотрим на проблемы инфраструктурных проектов и грузовых дирижаблей с другой стороны. Что в России особо приоритетно в сфере российской науки и недропользования?

Читаем Указ Президента РФ от 7 июля 2011 года № 899 «Об утверждении приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации и перечня критических технологий Российской Федерации». В нем названы такие приоритетные направления:

«19. Технологии мониторинга и прогнозирования состояния окружающей среды, предотвращения и ликвидации ее загрязнения.

20. Технологии поиска, разведки, разработки месторождений полезных ископаемых и их добычи.

21. Технологии предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Подробнее о приоритетах научно-технической и промышленной политике применительно к недропользованию в монографиях автора [3; 4].

Начавшаяся в стране милитаризация понятна и объясняется необходимостью скачкообразного перевооружения к 2020 году структур Минобороны РФ новейшей техникой отечественного производства. Вместе с тем, этот процесс применительно к сфере НИОКР и назревшей технологической модернизации в России, конечно, тормозит возможное формирование ряда новых перспективных наукоемких отраслей гражданской промышленности.

В конце 2012 года Россию признали одной из самых милитаризованных в мире стран³.

Речь шла об очередном ежегодном рейтинге Боннского международного института конверсии (GMI), где наша страна заняла четвертое место в мире, уступив

лишь Израилю, Сингапуру и Сирии. Один из главных показателей рейтинга объективен и научен. Это отношение военных расходов страны к уровню ее ВВП. Поэтому вышло так, что США, опережающие все прочие страны, включая Россию, по сумме военных расходов, оказались всего лишь на 30-й строчке. Первая десятка самых милитаризованных стран, по версии Боннского международного института конверсии, выглядит так: 1. Израиль; 2. Сингапур; 3. Сирия; 4. Россия; 5. Иордания; 6. Кипр; 7. Кувейт; 8. Азербайджан; 9. Бахрейн; 10. Саудовская Аравия. Со странами Ближнего Востока «все понятно». Причина же милитаризации «наукоемкого» Сингапура с преимущественно китайским населением имеет свои исторические причины. После Второй мировой войны он некоторое время был частью Малайзии. Специфика региона несет известные военные угрозы и Сингапуру. И это стало одной из причин антикитайского наукоемкого «Сингапурского чуда».

По данным рейтинга журнала «U.S. News and World Report», в 2015 году Россия вновь стала мировым лидером по государственным оборонным расходам, потратив на это в ушедшем году 4,5% ВВП. США потратили на оборону 3,5% ВВП, а Китай — чуть более 2% ВВП. В 2016 году расходы российского бюджета на оборону превысят 3 трлн руб. В американском издании подчеркнули, что после Соединенных Штатов «Россия и Китай воспринимаются как наиболее могущественные страны и входят в тройку государств с наиболее крупным военным бюджетом»⁴.

Понятно, что военная мощь крупной страны искушает на внешние локальные военные акции, но одновременно отрицательно отражается на состоянии граждан-

данской сферы, включая наше недропользование.

В части России есть известная проблемность чрезмерной милитаризации экономики, поскольку большой внешний мир своего благополучия достигает путем создания новинок потребительского и промышленного рынка с выходом на емкий мировой рынок. Часто приоритеты и организация эффективной деятельности по созданию военной и специальной (т.е. для спецслужб и внутренних войск) техники и гражданской техники между собой далеко расходятся. Например, при разработке и производстве гражданской техники возможно результативное партнерство с иностранными компаниями. В этом отношении данный российский «военный тепловоз» не потянет нового типа «пассажирские вагоны» и для приоритетных нужд НГК.

Как выше отмечалось по данным Р. Пухова (МГИМО), в 2009 г. доля военного производства в мировой экономике составила лишь 0,7%, доля США в мировой военной продукции — 50%, доля экспорта в мировой военной продукции — 13%⁵.

В 1990-е годы стала знаменитой книга «Почему России не Америка?»⁶. Надо бы написать еще одну политологическую книгу «Почему Россия не инновационная Южная Корея?».

Показательный пример из южнокорейской гражданской судостроительной практики. В конце 2013 года в Южной Корее был спущен на воду корпус самого большого из когда-либо построенных судов. Водоизмещение судна составляет более 600 тыс. т. Это проект «Прелюд», объединяющий добычу и производство сжиженно-

⁵ Пухов Р. Мировой ВПК сегодня и завтра // Военно-промышленный курьер. 2010, 27 октября, № 42. — URL: <http://www.vpk-news.ru/articles/5775>

⁶ Паршев А. Почему Россия не Америка. — URL: <http://www.lib.ru/politolog/parshev/parshev.txt>

³ URL: <http://www.newsru.com/world/17dec2012/military.html>

⁴ URL: <http://www.newsru.com/russia/21jan2016/russiapower.html>

го природного газа (СПГ) на одной плавающей платформе. Судно принадлежит нефтяной корпорации «Shell» и будет эксплуатироваться в течение 25 лет у северо-западного побережья Австралии. В этом районе сезон циклонов длится с ноября по апрель, поэтому плавающая платформа «Прелюд» спроектирована с учетом погодных условий в этих широтах. «Прелюд» не является в строгом смысле слова мореходным судном, так как не имеет собственной двигательной установки и должно буксироваться к месту назначения. Корпорация «Shell» заявила, что при помощи этой платформы можно будет добывать природный газ в объемах, достаточных для удовлетворения энергетических нужд города размером с Гонконг. Эксперты считают, что на его постройку затрачено 10,8–12,6 млрд долл. Владельцы судна уже объявили, что началась работа по сооружению еще более крупной плавающей платформы⁷.

По этой причине в научно-технической политике России следует:

- лишь частично следовать нуждам ВПК;
- не пытаться конкурировать со странами, от которых по ряду направлений Россия отстала «навсегда» (пример промышленных роботов Японии и др.);
- сделать более приоритетным недропользование и соответствующую российскую науку и технику (так логично, например, производить буровые установки и экскаваторы для земляных работ как «лучшие в мире»);
- внимательно отслеживать скорые промышленные прорывы гражданской направленности, о которых уже стали писать прогнозисты и маркетологи, предпринимая коррекцию по дальнейшему развитию в Рос-

сии прикладной науки и развитию новых производства.

Кроме импортозамещения новой техники следует создавать новый прорывной грузовой транспорт

Как быть с экономически оправданным насыщением новейшей техникой нефтегазового и горно-промышленного бизнеса России? Важны продуманные импортные закупки машин, приборов, материалов. Вместе с тем что-то существенное и перспективное следует разрабатывать и производить самой российской промышленности, хотя и с использованием комплектующих и материалов иностранного производства. И отчасти в плане дорогостоящих промышленных инноваций сфера недропользования должна бы потеснить наш ВПК⁸.

Важный организационный вопрос: какое министерство должно быть заказчиком разработки и производства мощных грузовых дирижаблей?

Помнится главным (и секретным) заказчиком серийного производства мощных горнорудных самосвалов в СССР оказался атомный Минсредмаш. В середине 80-х годов в нашей стране добытчиков урановой руды было больше, чем шахтеров. Но здесь инициатива шла от богатого оборонного министерства. Освоение богатств удаленной Сибири и Дальнего Востока совсем не интересует Минобороны России и инновационную Военно-Промышленную комиссию Правительства РФ.

В случае освоения ресурсов недр в восточных районах России первые главные заказчики — Минприроды, Минэнерго и Мипромторг РФ, а неглавные в плане использования «двойных техноло-

гий» — Минобороны РФ или иные силовые структуры. Конечно, следует учесть интересы крупного и среднего бизнеса России в сфере недропользования, поскольку возможно и государственно-частное партнерство, что бы не говорил «против» эрудированный В. Алекперов из «ЛУКОЙЛа».

В части экономики производства новой конкурентной и экономической техники между гражданским и оборонным производством имеются большие различия. В гражданском секторе коммерческий успех приносит быстро обновляющийся выпуск крупных серий продукции (легковые и грузовые автомобили, радиоаппаратура, средства связи и др.). Напротив, в наукоемкой мировой военной промышленности производство сложной техники носит единственный или мелкосерийный характер (подводные лодки, самолеты и др.). Российская практика такова, что привлечь оборонные предприятия к выпуску гражданской продукции (пример, с судостроением и иной нужной морской техникой) крайне сложно и трудно, а высокие накладные расходы традиционно ведут к повышенной цене и неконкурентности не военного изделия на мировом рынке.

Однако острый экономический и финансовый кризис, начавшийся во второй половине 2014 года из-за территориального конфликта России с Украиной, уже поставил перед руководством страны новые задачи.

На заседании Госсовета 18 сентября 2014 года основной докладчик по теме «Развитие отечественного бизнеса и повышение его конкурентоспособности на мировом рынке в условиях членства России в ВТО» губернатор Белгородской области, доктор экономических наук, профессор, член-корреспондент Академии сельскохозяйственных наук РФ. Е.С. Савченко предложил запустить в стране новую модель экономического роста, основанную на активном и продук-

⁷ URL: <http://www.newsru.com/finance/06dec2013/biggestvessel.html>

⁸ Показательна программа докладов Всероссийской конференции «Конкурентоспособность и импортозамещение в нефтегазовом комплексе России» (Москва, РГУ нефти и газа, 21–22 декабря 2015 г.).

манном импортозамещении («объявить трехлетку импортозамещения») и стимулировании внутреннего спроса и потребления.

Предложены конкретные меры:

- сформировать перечень проектов, направленных на импортозамещения;

- обеспечить доступ предприятий к инвестиционным ресурсам под 3–4% годовых;
- реализация проектного финансирования с долей участия инициатора проекта не более 15% от стоимости при залоге самого проекта;
- компенсация 3-й части инвестиционных затрат после выхода проекта на запланированную мощность;
- увеличение доли отечественных товаров в структуре товарных ресурсов торговли хотя бы на четверть, что даст 7 трлн руб. в реальную экономику;
- объем импортозамещения должен быть не менее 4 трлн руб., сроки реализации — 2–3 года, количество новых рабочих мест — не менее 1 млн человек, дополнительное поступления налогов — 500 млрд руб.

Губернатор назвал два крупных инфраструктурных направления экономического развития — дороги и жилье. Деньги на все это предложено брать у Центрального банка РФ в качестве целевых структурных займов. Кажется, уважаемый губернатор Е.С. Савченко и большой друг нашего МГРИ-РГГРУ (кстати, выпускник нашего Старооскольского филиала университета) редко бывает на востоке России и вне проблем тамошнего недропользования, нового промышленного строительства и др.). Также и далек от российского дирижаблестроения.

В новой инновационной политике и учитывая мировой спрос на различные полезные ископаемые, имеющиеся в избытке в восточных районах России, развитие грузового дирижаблестроения и создания территориальной сети их техниче-

ского обслуживания (заправка топливом) является сильным инфраструктурным «драйвером». Это также, как первые железные дороги в мире.

Давно известный летательный аппарат легче воздуха

По статье в Википедии дается определение: «Дирижа́бль (от фр. dirigeable — управляемый) — летательный аппарат легче воздуха, представляющий собой комбинацию аэростата с винтовым двигателем, либо двигателем внутреннего сгорания и системы управления ориентацией (рули управления), благодаря которой дирижабль сможет двигаться в любом направлении независимо от направления воздушных потоков... Поскольку дирижабль является летательным аппаратом легче воздуха, то он будет «плавать» в воздухе за счет выталкивающей силы, если его средняя плотность равна плотности атмосферы. Обычно оболочка классического дирижабля наполняется газом легче воздуха (водородом, гелием), при этом грузоподъемность дирижабля пропорциональна внутреннему объему оболочки с учетом массы конструкции»⁹.

Основные гелиевые газогеохимические провинции России связаны с нефтегазоносными бассейнами Восточно-Европейской и Сибирской платформ. Из разведанных в России месторождений природного газа в качестве источника гелия могут рассматриваться 176 объектов. Гелий учитывается в растворенном газе при содержании не менее 0,035%, в свободном (включая газ газовых шапок) — не менее 0,05%. С началом освоения углеводородов в этих регионах актуализируется задача его извлечения, утилизации и сбыта. Развитие грузового дирижаблестроения

В России и их использование в дирижаблях для транспортных и монтажных работ должно дать новый импульс для наших производителей гелия¹⁰.

В 2014 году в России было произведено 4071,2 тыс. куб. м гелия, что на 13,7% выше объема производства предыдущего года. Производство гелия в феврале 2015 года увеличилось на 41,7% к уровню февраля прошлого года и составило 345,2 тыс. куб. м. Лидером производства гелия от общего произведенного объема за 2014 год является Приволжский федеральный округ с долей около 99,5%. Средняя цена производителей на гелий в 2015 году выросла на 1,6% к уровню прошлого года и составила 215,9 руб./куб. м.¹¹

При отработанной конструкции дирижаблей принципиальных ограничений на величину перевозимого груза нет. Допустим, у нас есть дирижабль, поднимающий 50 т груза. Соединив его фермой с другим таким же, мы получаем катамаран, способный поднять 100 тонн. Добавив еще один корпус, получим тримаран, поднимающий 150 т. Из этого примера ясно, что в идеале можно придумать компоновку корабля, способного поднять в воздух и тысячу, и 10 тысяч. В одном из проектов стратосферной исследовательской платформы NASA была предусмотрена постройка дирижабля в форме диска диаметром 15 км, способного месяцами оставаться на высоте 30–40 км. И это не научная фантастика, как может показаться на первый взгляд, а обоснованный и тщательно рассчитанный реальный проект.

Однако в США с их мощной технологической базой развитие дирижаблестроения носит неровный характер.

В 2005 году Агентство передо-
вых оборонных исследовательских

¹⁰ URL: http://www.niikm.ru/articles/publications/helium_in_the_world

¹¹ URL: <http://www.alto-group.ru/otchot/marketing/316-rynok-geliya-tekushhaya-situaciya-i-prognoz-2014-2018>

⁹ URL: <http://www.ru.wikipedia.org/wiki/%C4%E8%F0%E8%E6%E0%E1%EB%FC>

проектов Пентагона объявило о разработке программы строительства сверхтяжелого транспортного дирижабля «Walrus» грузоподъемностью до 500 т и дальностью полета до 22 000 км. Программа была приостановлена в 2006 году, разработчики не получили финансирования. «Lockheed Martin» построила небольшой летающий прототип P-791, которому поставилась задача найти применение в гражданской области. В 2011 году она получила заказ на разработку коммерческой версии дирижабля для нужд канадского нефтегазового сектора. Проект находится в стадии разработки.

Специализированная компания «Aeros», основанная выходцем с Украины Игорем Пастернаком, начала разработки своих моделей дирижаблей в 2008 году. Инвести-

Аппарат военного назначения финансируется Минобороны США. Дирижабль способен перевозить за тысячи километров в три раза больше груза, чем крупнейшие военнотранспортные самолеты. Кроме того, он не нуждается во взлетно-посадочной полосе, поскольку оснащен системой вертикального старта и приземления. Расход топлива в три раза меньше, чем у транспортных самолетов. Минобороны и NASA вложили в проект 35 млн долл. Дирижабль изготовлен из сверхлегкого углеродного волокна и алюминия. Внутри оболочки находится гелий. «Aeroscraft» подготовит этот дирижабль к эксплуатации в течение трех лет. Аппарат длиной около 137 м способен перевозить грузы весом до 66 т на большие расстояния. С началом серийного про-

С позиции инновационных интересов нефтегазового и горнопромышленного бизнеса, у такого типа дирижаблей большое будущее, ведь его можно будет широко применять в нефтедобывающей промышленности, в дорожном строительстве, при прокладке телекоммуникаций и др.

Понятен, например, коммерческий интерес к дирижаблям большой грузоподъемности геологоразведочной компании «Amur Minerals Corporation», разрабатывающей никелевые и медные месторождения в Хабаровском крае, для доставки на них оборудования и вывоза руды дирижаблями. 11 марта 2014 года эта компания сообщила о подписании меморандума о взаимопонимании с американским производителем «Aeroscraft Corporation» («Aeros»), «Amur

ет использовать 868 грузоподъемность в пользу грузового делан из-за вывоза инфра-Minerals» ведет никелевом месторождении Маньчжун-Мани с за-600 т никеля и меди, расположен на севере Хабаровского края. его разработки одимо по-320 км железороги до БАМа, я не менее чем мл., подсчитала мпания «SRK



года, американская компания «Aeros» объявила об успешном завершении первых летательных испытаний уникального гибридного самолета-дирижабля «Aeroscraft».

ством в районах боевых действий¹².

¹² URL: <http://www.newsru.com/world/31jan2013/aeros.html>

я снова упустит ый шанс при иационной и генности?

стран мира по-се новое и луч-ю производить-ся по заказам военных и других

¹³ URL: <http://www.vedomosti.ru/newspaper/articles/2014/03/11/dirizhabli-vmestozheleznoj-dorogi>

силовых структур. И чаще ситуация в мире обратная. Здесь приведенный выше американский пример, пожалуй, свидетельствует об избыточности самого военного бюджета США. Россия больше должна изучать достижения гражданской науки и наукоемкой промышленности Японии, Республики Корея, Тайваня, Норвегии и ряда других стран с небольшими военными расходами.

Ныне мировой гражданский рынок (электромобили, мобильная связь, интернет, бытовая техника, микро- и нанoeлектроники и др.) перенасыщен продукцией высоких технологий. Если в 1950-е годы был процесс, который назывался «spin off», т.е. перекачка технологий из военной области в гражданскую, то сейчас масштабный процесс «spill over», т.е. закачка результатов гражданских исследований из мирной области в военную.

Научно-технические приоритеты России лишь отчасти могут иметь оборонный характер.

Россия в современном промышленном мире, и особенно в свете ожидаемых глобальных изменений (промышленных, геополитических, планетарных и др.), нуждается в более адекватных научно-технических приоритетах и более выигрышной структуре высшего профессионального образования. Очевидно, МСК и ТЭК России также нуждаются в иных приоритетах научно-технического прогресса, чем наукоемкий ВПК.

Агрессивная милитаризация российской науки

Для России важно найти разумную меру милитаризации своей экономики, науки и образования. Между тем, вновь, как и в милитаризованном СССР, некоторыми экспертами российская наука и высшее образование стали трактоваться важной составной частью модернизируемого ВПК. Так, на заседании Комиссии по модернизации (г. Раменское, 2010 год)

Президент РФ Д.А. Медведев отметил: «Оборонно-промышленный комплекс должен стать двигателем прогресса в России и заказчиком инноваций»¹⁴. Слишком часто новейшие военно-промышленные «двойные технологии» в принципе не конвертируются для нужд гражданской промышленности.

Каковы масштабы развернувшейся милитаризации в России?

По информации российских СМИ, в течение 2012–2020 годов на нужды ВПК по Государственной программе вооружений (ГПВ) выделяется около 23 трлн руб. Из них 3 трлн руб. по госпрограмме вооружений планируется потратить на развитие оборонно-промышленного комплекса, что стимулирует развитие общетехнического профессионального образования, например, в авторитетных московских МФТИ, МВТУ, МИСиС, питерском «Военмех» и др.

Более 20 трлн руб. из них пойдут только на покупку вооружений в интересах Министерства обороны России, в которых также принимают участие технические университеты отраслевой направленности (авиационные, кораблестроительные и др.). Так, ВМФ получит до 2020 года вооружений на 4,7 трлн руб. На перевооружение Сухопутных и Воздушно-десантных войск пойдет 2,6 трлн руб. На развитие Войск воздушно-космической обороны направляется около 4 трлн руб. ВВС получают также 4 трлн руб. Расходы на РВСН составляют около 1 трлн руб. По оценкам, в сумме это составит до 16,6 трлн руб. Прочие расходы на иное вооружение (системы связи и управления, материально-техническое обеспечение и др.) и инфраструктуру составляют почти 4 трлн руб.¹⁵

Кстати, наш чисто гражданский Российский государственный

геологоразведочный университет МГРИ-РГГРУ с 2012 года вне этого щедрого денежного дождя и с трудом выживает в учебной процессе по подготовке геологов, геофизиков, горных инженеров, гидрогеологов и экономистов. В целях повышения уровня инженерного образования руководство придает большое значение развитию взаимосвязей вуза с ОАО «Росгеология». К сожалению, уровень бюджетного финансирования прикладной геологии в этой госкорпорации кратно ниже, чем работ известных военно-промышленных корпораций («Росатом», «Роскосмос», «Ростех» и др.) с их подведомственными техническими университетами.

В 2012 году по инициативе Военно-Промышленной комиссии Д.О. Рогозина был создан свой, хотя и маломощный аналог американского инновационного агентства ДАРПА, получивший название Фонд перспективных исследований (ФПИ). Его ориентация — возможные прорывы в российской военной технике (пока на уровне идей).

Военный сектор в мире становится все более специальным и все более узким. То, что там действительно оригинально, возможно, пока не имеет никакого гражданского, рыночного применения.

Важно, что нашей научной прессе уже поднимался вопрос о возможности создания с участием Минэнерго и Минпромторг гражданского аналога таких «ДАРПА» (США) или «ФПИ» (Россия). Без целевого щедрого финансирования российской науки нужных инновационных прорывов в промышленности и энергетике не появится.

Организационно-экономическая модель ДАРПА МО США

Эксперты, изучавшие деятельность ДАРПА, отмечают такие особенности:

1) Управления научных исследований Министерства обороны

¹⁴ URL: <http://www.rg.ru/2010/09/23/opk.htm>

¹⁵ URL: http://vpk.name/news/71604_rossiya_potratit_na_sekretnoe_oruzhie_chetyre_trilliona_rublei.html

- США включают в себя четыре основных структуры — ДАРПА и 3 исследовательских управления видов войск (ВВС, ВМС и армия);
- 2) административные расходы ДАРПА в 2010 году достигли 57 млн долл., что составляет около 1,5% от общего бюджета Управления;
 - 3) в штате ДАРПА — 257 сотрудников, из которых 87 — менеджеры проектов;
 - 4) заработная плата менеджера проекта составляет около 130 тыс. долл. в год. При этом зарплата этих сотрудников примерно в 1,5 раза превышает средний уровень зарплат в национальных лабораториях и других управлениях Минобороны;
 - 5) значительная доля бюджета ДАРПА (около 15%) отводится на экспертизу проектов. После подачи заявки происходит ее анонимная экспертиза. Приблизительно три четверти отсекается на этом этапе. Эксперты независимы, и им платят очень большие деньги;
 - 6) менеджеры проектов напрямую участвуют в научно-исследовательских работах, являясь одновременно научными руководителями, исполнительными директорами или директорами по маркетингу. При этом среди менеджеров есть выходцы из академического сообщества, промышленных корпораций, бизнес-сообщества и вооруженных сил;
 - 7) за свою историю ДАРПА не менее 5 раз кардинально меняла концепцию работы, приводя ее в соответствие с реалиями;
 - 8) права на интеллектуальную собственность получают частные компании, которые финансируют разработку. Однако последующие закупки осуществляют прежде всего Министерство обороны, НАСА и Министерство энергетики, а для коммерциализации разра-

- боток, полученных в ходе исполнения федерального контракта (включая продажу патентов и лицензий на использование разработанных технологий), корпорация-подрядчик обязана получить предварительное согласие федерального ведомства либо заключить с этим ведомством соответствующее лицензионное соглашение;
- 9) менеджеры проектов ДАРПА крайне коммуникабельны — все их контакты открыты и каждый разработчик в США может ему написать или позвонить, поделиться своей идеей и принять участие в разработке требований к системам завтрашнего дня;
 - 10) популярность ДАРПА в мире обеспечивают отлаженные коммуникации, такие, как интернет, специальная группа медиа-контента. В целом Министерство обороны США, ЦРУ и другие оборонные ведомства крайне тщательно относятся к расширению штата веб-дизайнеров, специалистов по флеш-технологиям и медиа-редакторов;
 - 11) по сравнению с крупными исследовательскими организациями бюджет ДАРПА сравним с Массачусетским технологическим институтом (бюджет 1,84 млрд долл. на НИОКР в 2009 году, из которых бюджет Национальной лаборатории Линкольна — 670 млн долл.) и национальными лабораториями: Национальная лаборатория Лоуренса — 1,6 млрд долл., Лос-Аламосская национальная лаборатория — 2,2 млрд долл.;
 - 12) средний возраст менеджера проекта — 37 лет;
 - 13) срок контракта менеджера программ — 3–5 лет, что позволяет постоянно привлекать свежую кровь. Поскольку ДАРПА привлекает около 20 человек в год, поэтому через каждые 7 лет коллектив ме-

няется практически полностью;

14) Считается, что ДАРПА привлекает исключительно университеты и малые корпорации. Это не совсем так и справедливо только для небольших проектов — до 1 млн долл. На крупные проекты привлекаются R&D подразделения крупных корпораций, таких как «Boeing», «Lockheed Martin», «BAE Systems» и т.д. с вузами и малыми фирмами в качестве подрядчиков. При этом проект получает технологии и мозги крупных корпораций, а корпорации — часть интеллектуальной собственности и фиксированную прибыль по проведенным проектам¹⁶.

Для поддержания духа предпринимательства и постоянного притока идей стратегия ДАРПА базируется на гибкой философии менеджмента. Достигается это с помощью различных мер.

1. Ради поддержания циркуляции новых идей делается ставка на новых сотрудников, которые смотрят свежим взглядом на многие проблемы. Менеджеры проектов принимаются на работу на определенный срок — в среднем на 5–6 лет. Кроме того, ДАРПА имеет ограниченные накладные расходы и не имеет своих лабораторий и оборудования. Делается это для минимизации любых институциональных интересов, которые могли бы отвлекать управление от реализации главного императива — радикальных инноваций.

2. Конгресс США предоставил ДАРПА ряд особых полномочий. Например, управление может нанимать экспертов из промышленности при сопоставимых уровнях окладов и делать это быстрее, чем

¹⁶ См. русскоязычные публикации о ДАРПА: URL: http://www.intelros.ru/pdf/inn_trend/03_2010/1-8.pdf; http://www.nvo.ng.ru/armament/2013-05-17/4_darpa.html; http://www.chaskor.ru/article/nikolaj_suetin_ne_prishel_na_rabotu_v_subbotu_v_voskresene_mozhesh_ne_vyhodit_16477; <http://www.m-batin.livejournal.com/92684.html>

в соответствии с обычными правилами гражданского найма. Предусматриваются для ДАРПА и более гибкие правила заключения контрактов по сравнению с общепринятыми, действующими в рамках правил федеральных закупок.

3. ДАРПА эффективно использует систему грантов, контракты, кооперативное финансирование для проведения НИОКР в частных компаниях и университетах. Важное конкурентное преимущество заключается в том, что финансируемые ДАРПА компании поддерживают непрерывность разработки технологий через свой механизм коммерческих продаж, оставаясь в то же время источником новых предложений для Министерства обороны [5].

Более широкое экономическое преимущество состоит в диффузии технологий, поддерживаемых ДАРПА при их исключительных коммерческих характеристиках.

К сожалению, многие механизмы взаимодействия военных заказчиков с учеными корпораций и университетов США (в том числе процедуры, льготы и др.) все еще не созданы в России. Например, в 1986 году в развитие закона Стивенсона—Уайлдера «Об инновационно-технологической деятельности» был принят один из ключевых законов — закон «О передаче федеральных технологий» (Federal Technology Transfer Act — FTTA). Он придал мощный импульс повышению конкурентоспособности американского бизнеса: частные компании получили доступ к накопленному (за счет налогоплательщиков) уникальному научно-техническому потенциалу государственных лабораторий. Если же полезные для организации прорывных НИОКР новые правила создаются, то они часто не действуют, в том числе по причине скудного финансирования российских НИИ и КБ.

Системы проведения конкурсов (государственных торгов) на право выполнения НИР в рамках

программ ФПИ построены таким образом, что главным фактором при определении победителя торгов является финансовая и временная сторона вопроса, а не научный задел по конкретной тематике и тем более не научная ценность предлагаемой идеи. При этом возможности получения реально значимого, «прорывного» оборонного научно-технического задела неуклонно снижаются. Конечно, наши ученые, конструкторы, технологи должны иметь повышенную зарплату и прочие блага.

Развитие в России работ по перспективной технике и материалам на принципиально новых физических принципах требует и создания принципиально новых организационных схем проведения подобных работ с учетом сопоставимого опыта решения подобных задач как в нашей стране, так и за рубежом. Однако пока при 1% затрат на НИОКР к ВВП в России иметь требуемый масштаб конкурентных фундаментальных НИР (ФНИР) никак нельзя. Особенно велик разрыв по объемам финансирования в расчете на одного исследователя или разработчика между Россией и другими развитыми странами (табл. 2).

Следует понять рост угроз развитию России при чрезмерной милитаризации российских НИОКР в ущерб интересам ряда перспективных секторов гражданской экономики. Например, можно развивать в России авиационную промышленность и мощные транспортные воздушные суда, включая дирижабли, по военным и часто секретным заказам Минобороны и других силовых ведомств, а можно осуществлять такое техническое развитие в интересах более быстрого развития северных и восточных регионов страны, включая более масштабную добычу нефти, руд цветных, редких и редкоземельных металлов, урана и других ресурсов недр, по заказам Минприроды и Минэнерго. И разве для нужд российской энергетики и

Таблица 2

Внутренние затраты на исследования и разработки в России и зарубежных странах в расчете на одного исследователя в 2013 году (в тыс. долл.)

Страны	Затраты
Швейцария	418,6
США	342,4
Германия	293,4
Швеция	282,0
Австрия	273,1
Нидерланды	267,3
Италия	237,5
Япония	234,7
Франция	214,0
Китай	209,1
Корея	207,2
Норвегия	196,9
Дания	189,4
Мексика	174,7
Чехия	164,1
Великобритания	154,8
Испания	154,3
Венгрия	122,1
Польша	117,9
Россия	88,1
Словакия	75,3

недропользования не требуется свой аналог американской ДАРПА? В мире начинается новый бум возобновляемых источников энергии. Идет невиданный инновационный рывок в использовании энергии Солнца и применении емких аккумуляторов.

Подобная инновационная «философия» ставит вопрос о целесообразности крупной перестройки в нашей российской инновационной, промышленной и финансовой политике. При этом изменится политический вес Минприроды и особенно Минэнерго РФ по отношению к силовым министерствам и ведомствам.

Специальный инновационный промышленный проект

Назревший промышленный проект «Грузовые дирижабли для недропользования» можно бы определить термином «специальный». Речь идет о постановке цели, уровню принятия решений, капиталоёмкости, методам реализации

проекта, применению в нем тайных специальных операций (внешней разведки) и управленческих процедур и др.

Каковы нужные затраты?

Несколько лет назад экономисты из омского вуза СибАДИ (куда вошли специалисты бывшего Государственного конструкторского бюро «Крыло», в задачи которого входила разработка таких аппаратов) подсчитали, что для организации поточного производства дирижаблей требуется более 2 млрд евро или около 90 млрд. руб. Инвесторам без поддержки государства запустить такой проект будет сложно¹⁷.

С учетом падения курса рубля к доллару затраты на данный проект должны возрасти, по меньшей мере, на 70–80%, поскольку потребуются импортные закупки материалов.

Военная значимость дирижаблей, хотя бы и для ПВО, не столь значима, чтобы Военно-промышленная комиссия Д.О. Рогозина нашла лишние 90 млрд руб. Значит, сфера недропользования, скорее всего, останется без грузовых дирижаблей российского производства. Скорее всего, что из-за украинских событий 2014 года власти США запретят поставку в Россию описанного выше грузового дирижабля. Пока нет информации, что такую транспортную технику планирует производить Китае.

Малые серийные модели дирижаблей имеются ОАО «Долгопродненское конструкторское бюро автоматики» (ДКБА). Вот модель «Пересвет» для работ в области радиолокации, оптико- и термо-разведки, передачи данных и др.: высота подъема — до 5000 м, время непрерывного дежурства — до 30 дней, грузоподъемность — до 400 кг, дальность прямой радиовидимости — до 290 км, мощность передаваемая по кабель-тросу к

нагрузке — 5кВт. Как видно из приведенных технических данных, модели дирижаблей с малой грузоподъемностью можно использовать для геофизических исследований, но это — не транспортные или монтажные воздушные суда.

В научно-техническом заделе ДКБА есть проекты пилотируемых и беспилотных дирижаблей типа ДС-3, ДС-20П, ДС-50 (здесь цифры — это грузоподъемность в тоннах).

Показатели грузового дирижабля ДС-50:

- максимальная скорость — 130 км/ч;
- высота полета — 5 км;
- дальность полета — 10 тыс. км;
- полезная нагрузка — 50 т;
- взлетный вес — 107 т;
- объем оболочки — 118 куб. м (подъемный газ — гелий).

По расчетам ДКБА, у дирижаблей есть свои технические и экономические преимущества:

- низкие эксплуатационные расходы, меньшая стоимость летного часа: для привязных и дрейфующих аппаратов более чем в 30 раз меньшая, чем у вертолетов и в 3 раза меньшая в сравнении с самолетами;
- отсутствие потребности в капитальных сооружениях и бетонированных полосах и площадках;
- возможность изготовления части конструкций (например, оболочки) в одноразовом исполнении, что значительно снижает стоимость работ;
- малый срок подготовки специалистов по эксплуатации.

Также представляют интерес дирижабли российского НПО «Авгурь-РосАэроСистемы» — гражданский конкурент ДКБА, но с опорой на спонсоров в МВД России. Структура этого предприятия позволяет проводить полный цикл работ по созданию воздухоплавательной техники: проектирование осуществляет конструкторское бюро; многофункциональное производство включает уникальный участок по сборке оболочки, осна-

щенный компьютерным раскройным оборудованием и современной сварочной линией; имеется собственный летно-испытательный комплекс и авиационный учебный центр. Основными направлениями применения этих дирижаблей являются: патрулирование (для нужд МВД России), технический мониторинг, аэрофотосъемка и создание геоинформационных систем, геофизические и иные исследования, реклама и туризм¹⁸.

Экономическое благополучие России во многом обеспечивается масштабным недропользованием и значительным экспортом добываемой нефти. Доля нефтегазовых доходов в бюджете РФ до падения цен на нефть составляла около 50%, а в силу наблюдаемого падения темпов роста ВВП в России (до 0,5%) уменьшить эту долю Правительству РФ вряд ли удастся.

При участии «Газпрома» и «Роснефти» начать бы серийный выпуск мощных промышленных дирижаблей

Грузовые дирижабли для МСК и ТЭК России нужны со специфическими технико-эксплуатационными требованиями.

В отличие от многих добывающих стран мира (Китай, США, Бразилия, Австралия, ЮАР и др.) Россия отличается длинной и холодной зимой. Более того, большая часть территории Восточной Сибири и Дальнего Востока имеет вечную мерзлоту почвы и недр. И добывающей промышленности нужна техника в «северном исполнении», отличная от применяемой ныне в жаркой Африке.

Кстати, в наблюдениях за поверхностью Земли дирижабль имеет преимущества как перед авиацией, так и перед спутниками. В зависимости от решаемой задачи он может находиться на высоте от сотни метров до десятков километ-

¹⁷ URL: <http://www.autoomsk.ru/autoarticles/show/1216>

¹⁸ URL: <http://www.rosaerosystems.ru/company/about/>



ров, охватывая территорию от городского района до небольшой европейской страны. Причем наблюдения могут вестись часами и даже днями из неизменного положения, что недоступно ни авиации, ни спутникам (кроме геостационарных, которые из-за удаленности имеют низкое разрешение). И при этом дирижабли гораздо дешевле в эксплуатации.

Уязвимость «сырьевой экономики» в мире и в России в том, что, несмотря на высокую капиталоемкость добывающих и обрабатывающих сырье производств, создается сравнительно небольшая добавленная стоимость. Однако на стоимость извлекаемого сырья недр часто влияет природная ценность такого сырья с особо большим содержанием того или иного металла (медь, уран, золото и др.) или химического элемента. В этих случаях возникает особый экономический эффект и повышенная рентабельность добычи. У истоков такого процесса — поиски и находки геологов.

Как известно из опыта многих стран мира (и особенно США), масштабы, разнообразие и сложность государственных потребностей требуют предельно взвешенного подхода к обоснованию государственных решений, так или иначе связанных с механизмом их удовлетворения. Милитаризация экономики страны должна быть особенно оправданной. В отличие от России и даже США, промышленная и экономическая политика Великобритании, Германии, Франции, Японии и др. носит более взвешенный характер и способствует росту конкурентоспособности национального гражданского производства.

Почему бы в России не начать серийный выпуск промышленных дирижаблей, которые будут крайне необходимы РФ для освоения месторождений полезных ископаемых на нашем Севере, в Сибири и на Дальнем Востоке? Эта наукоемкая промышленная продукция имеет большой мировой экспортный потенциал. Так, герман-

ская компания «Zeppelin» начинает производство новых дирижаблей, призванных заменить междугородние автобусы и грузовые суда, строительные краны и сотовые ретрансляторы.

Очевидно, «Газпром» и «Роснефть» являются особо заинтересованными корпорациями в создании специфической подотрасли, а также в создании соответствующей сервисной транспортной сети в России. Потенциальными заказчиками на грузовое дирижаблестроение видятся гражданские федеральные министерства — Минэнерго, Минприроды, Минпромторг.

Опасно ли использование грузовых дирижаблей?

Изучение катастроф гелиевых дирижаблей в первой половине XX века показало, что причиной большинства аварий была их недостаточная маневренность. К настоящему времени в мире появилось много новых материалов и авиа-

ционных технологий, позволяющих существенно повысить надежность и экономичность грузовых дирижаблей.

Российское дирижаблестроение все еще остается под опекой военных Минобороны, что сдерживает возможности ряда заинтересованных структур страны. В подмосковном ДКБА испытывают аэростат четвертого поколения «Пересвет», созданный для усиления противоракетной обороны. Конечно, военное лобби в России весьма влиятельно, но итоги «военных реформ» многих в нашей стране не устраивают, а последние провалы ряда дорогостоящих провалов Роскосмоса не могут не огорчать.

Каковы новые промышленные стратегии для России?

Это переход России на «новую экономическую модель» с использованием ряда мобилизационных прорывных спецпроектов гражданской ориентации обусловлен значительными диспропорциями в структуре отечественной экономики. В ряде стратегических направлений науки, техники, технологий

следует усилить наукоемкость, а также предпринять меры по повышению конкурентоспособности российских производителей товаров и услуг.

На отдельных направлениях деятельности у России есть шансы превзойти некоторые гражданские достижения таких мировых лидеров нефтегазового бизнеса как «ВР», «ТОТАЛ», «СТАТОЙЛ» и др. Весьма перспективным направлением в технической оснащении нефтегазовых и горнопромышленных компаний является использование различных типов дирижаблей, особенно грузоподъемностью 10, 25 и 50 т.

Рекомендация для власти и крупного бизнеса

В мире, особенно США, активно идет разработка и серийное производство дирижаблей грузоподъемностью от 50 до 250 т в США. Россия имеет опыт собственного такого дирижаблестроения, однако слабо ориентированного на гражданские нужды Минэнерго,

Минприроды, Минпромторга. Такая техника в условиях объявленной США экономической войне не будет поставляться в Россию. Необходима постройка нового промышленного проекта по созданию парка грузовых дирижаблей до 3–5 тыс. дирижаблей и целостной эксплуатационной сети. Грузовые дирижабли по ряду показателей более эффективны, чем вертолеты, автомобили, речные суда в районах, где нет никакой транспортной сети. Данная задача имеет особое стратегическое значение для модернизируемой экономики России и развития экспортных поставок ценного сырья недр. созданию парка грузовых дирижаблей до 3–5 тыс. дирижаблей и целостной эксплуатационной сети. Грузовые дирижабли по ряду показателей более эффективны, чем вертолеты, автомобили, речные суда в районах, где нет никакой транспортной сети. Данная задача имеет особое стратегическое значение для модернизируемой экономики России и развития экспортных поставок ценного сырья недр.

Список использованной литературы

1. Лисов В.И. Грузовые дирижабли для недропользования в России. Нужен баланс между военным и гражданским производством в России // Экономические стратегии. 2014, № 3. — С. 26–33.
2. Лисов С.В., Лисов В.И. Интеграционные тенденции высшего профессионального образования России. — М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2016. — С. 453.
3. Лисов В.И. Некоторые аспекты развития минерально-сырьевого комплекса России в условиях модернизации экономики. — М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. — С. 468.
4. Лисов В.И. Проблемы развития высшего инженерно-технического образования России. — М.: Изд. дом «МГРИ-РГГРУ», 2013. — С. 298.
5. Бобылов Ю.А. Аналог американской ДАРПА для России? // Мир и безопасность. 2011, № 6. — С. 4–9.

References

1. Lisov V.I. Cargo airships for subsoil use in Russia. The right balance between military and civilian production in Russia // Economic strategies. 2014, № 3. — P. 26–33.
2. Lisov S.V., Lisov V.I. Integration trends of higher professional education in Russia. — M.: «ЦентрЛитНефтеГаз», 2016. — P. 453.
3. Lisov V.I. Some aspects of the development mineral-raw materials complex of Russia in conditions of economy modernization. — M.: «ЦентрЛитНефтеГаз», 2016. — P. 468.
4. Lisov V.I. Problems of development of higher engineering education in Russia. — M.: Publishing house «МГРИ-РГГРУ», 2013. — P. 298.



Модернизированная система технологического и антитеррористического мониторинга магистральных газопроводов (СМПО «ОптоМониторинг»)

М.М. Хоронеко, заместитель генерального директора ООО «ОптоМониторинг»

С.И. Васютинская, Московский государственный университет геодезии и картографии, кандидат экономических наук

А.И. Турбин, заместитель генерального директора ЗАО «ОМЕГА», кандидат филологических наук

Н.А. Псёл, начальник пресс-службы ЗАО «ОМЕГА»

Аннотация. Дочерним предприятием компании «ПетроЛайт», участвовавшей через ЗАО «ОМЕГА» в оснащении тысяч километров трубопроводов ОАО «АК «Транснефть» системой обнаружения утечек и контроля активности, разработана модернизированная система мониторинга протяженных объектов (СМПО «ОптоМониторинг»). Система предназначена для применения на магистральных газопроводах и основана на распределенных волоконно-оптических датчиках.

Ключевые слова: распределенные волоконно-оптические датчики, мониторинг магистральных газопроводов, Система мониторинга протяженных объектов «ОптоМониторинг», волоконно-оптический сигнализатор утечки метана, система определения пространственного смещения трубопровода.

Modernized system of technological and anti-terrorist monitoring of gas pipelines (OptoMonitoring SMEO)

M.M. Horoneko, OptoMonitoring Company Deputy Director General

S.I. Vasyutinskaya, Moscow State University of Geodesy and Cartography, Dr.

A.I. Turbin, OMEGA Company Deputy Director General, Dr.

N.A. Psjol, OMEGA Company Press Service Director

Abstract. The PetroLight Company known for participation in equipment through the Omega Company of thousands kilometers of Russian pipelines with the innovative Leak Detection and Activity Control System (OMEGA LDACS) has elaborated the modernized distributed fiber-optic based System of Monitoring of Extended Objects (OptoMonitoring SMEO) for the implementation on gas pipelines.

Key words: distributed fiber-optic sensors, monitoring of main pipelines, the OptoMonitoring gas pipelines monitoring system, fiber-optic methane annunciator, the pipeline special displacement monitoring system.

Своевременная и точная локализация утечек газа и иных потенциально опасных для магистральных трубопроводов событий имеет приоритетное значение для поддержания безопасного технологического и антитеррористического

режима эксплуатации газопроводов. При этом следует исходить из специфических черт таких трубопроводов, отличающих их от каналов транспортировки различных жидкостей, в частности, нефти и нефтепродуктов. Ис-

ходя из этих положений и опираясь на 15-летний опыт разработки контрольно-измерительных систем, действие которых основано на распределенных волоконно-оптических датчиках, московская научно-производственная компания «Петро-

Лайт» в 2015 году представила проект «ОптоМониторинг», в рамках которого вновь созданная одноименная компания разработала специализированную систему мониторинга для магистральных газопроводов.

Кроме уже упомянутых распределенных датчиков модернизированная система мониторинга протяженных объектов (СМПО «ОптоМониторинг») оснащена рядом дополнительных технических решений и элементов, применение которых существенно расширяет возможности по мониторингу утечек и потенциально опасных событий. Среди них — система регистрации смещения грунта и волоконно-оптический сигнализатор метана (1).

Компания «ПетроЛайт», в 2010 году создавшая совместно с крупнейшей в мире компанией по транспортировке нефти и нефтепродуктов «Транснефть» ЗАО «ОМЕГА», к 2016 году оснастила Системой обнаружения утечек и контроля активности (СОУиКА «ОМЕГА») более пяти с половиной тысяч отечественных трубопроводов. Новая разработка,

СМПО «ОптоМониторинг», стала непосредственным результатом интереса газовой отрасли к такого рода инновационной продукции, на протяжении ряда лет показавшей свою эффективность и надежность.

С точки зрения мониторинга принципиальным отличием трубопровода газа от трубопроводов, транспортирующих различные жидкости, в том числе углеводороды, является эффект Джоуля—Томсона. Он описывает изменение температуры газа при адиабатическом дросселировании, то есть медленном протекании газа под действием постоянного перепада давлений сквозь пористую перегородку, и приводит к интенсивному охлаждению пространства вокруг возникшей утечки, которую СМПО «ОптоМониторинг» оперативно обнаруживает с помощью распределенного акустического сенсора (Distributed Acoustic Sensor, DAS). Интенсивность охлаждения природного газа при его утечке составляет порядка 4°C на 1 МПа избыточного давления, чего при высокой чувствительности СМПО вполне достаточно для определе-

ния утечки даже из распределительных газовых сетей.

Данной подсистеме в СМПО принадлежит ключевая роль, в то время как в упомянутой СОУиКА «ОМЕГА» DAS лишь подтверждает сигнал об утечке флюида, поступивший от распределенного температурного сенсора (Distributed Temperature Sensor, DAS). В модернизированной СМПО DAS способен определять и абсолютные значения температуры. Учеными компаний «ОМЕГА» и «ОптоМониторинг» завершена разработка модели тепло-массопереноса, описывающая изменения температурного поля в грунтах прокладки трубопроводов (2). Эта разработка важна, в частности, для эксплуатации газопроводов, проложенных в многолетнемерзлых грунтах (ММГ). Критическим является получение информации о температуре основания, поддерживающего трубопровод, в интервале от -3 до 0°C . Именно при такой температуре происходит растепление грунта и как следствие его переход из состояния пермафрост в состояние термокарст, что резко снижает его

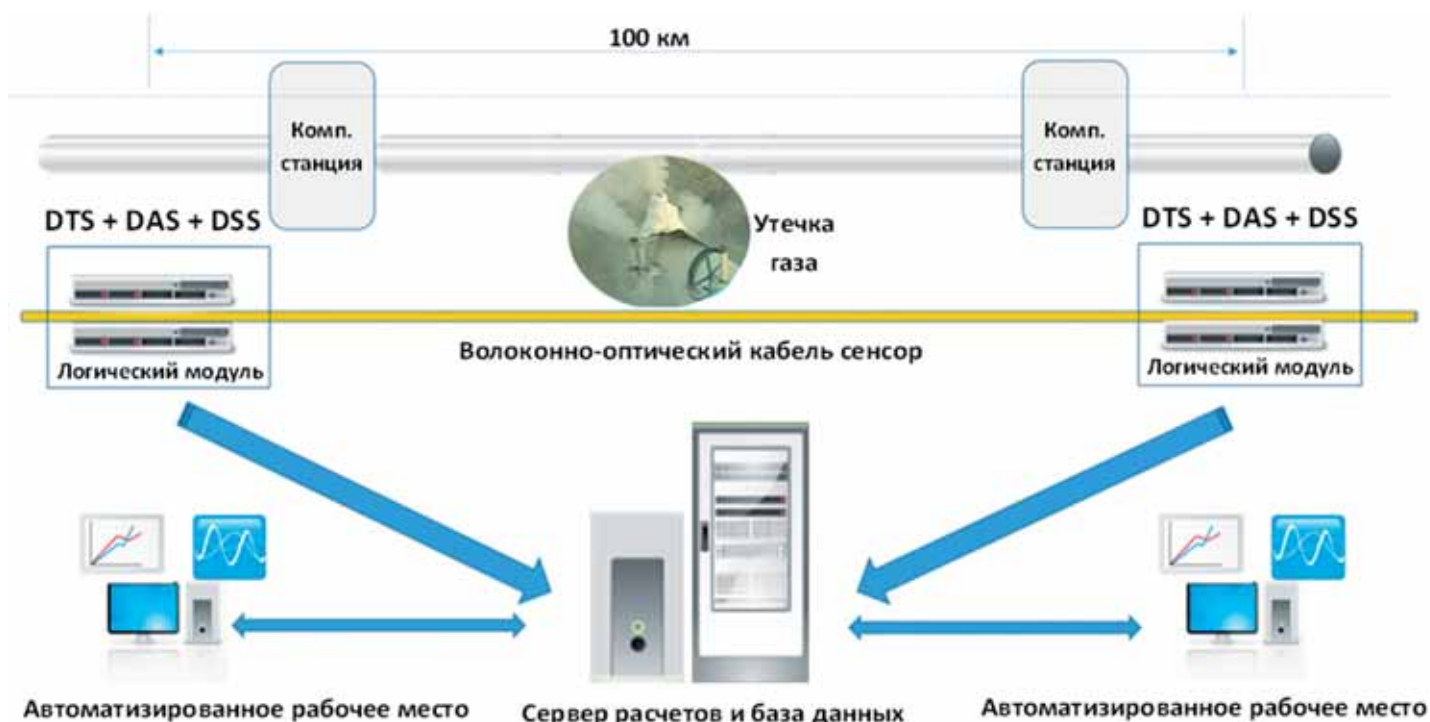


Рис 1. Схема функционирования СМПО «ОптоМониторинг»

несущие способности. А поскольку изменение названного температурного параметра может быть вызвано не только сезонными колебаниями, но и термическим влиянием собственно газопровода, он-лайн контроль и за температурой, и за возможным смещением трубы приобретает особое значение.

Важной особенностью является то, что как в случае СОУиКА «ОМЕГА», так и СМПО «ОптоМониторинг» комплексирование блоков виброакустического и температурного принципа действия дает возможность повышения до максимума достоверности фиксации событий типа «Утечка». Причем оба блока выпускаются одним производителем и изначально готовы к такого рода комплексированию.

Впервые примененный в продукции компаний «ОМЕГА» и «ПетроЛайт» распределенный датчик деформации (Distributed Strain Sensor, DSS) регистрирует смещение волоконно-оптического датчика и соответственно самого охраняемого протяженного объекта. Таким образом, DSS позволяет получать информацию о деформации грунта с определением места этого потенциально опасного события.

Волоконно-оптический кабель (ВОК), выступающий в СМПО в роли сенсора и среды передачи информации, может укладываться в грунт вдоль трубопровода. Комплексная документация СМПО «ОптоМониторинг», учитывающая десятки сценариев прокладки ВОК, позволяет успешно применять систему в различных климатических поясах: от умеренного до резко-континентального, в муссонном и субтропическом. Предусмотрена укладка ВОК на уклонах, болотах, пересечениях с железными дорогами и автомагистралями, кабелями и инженерными коммуникациями, а также водными преградами с различными скоростями течений.

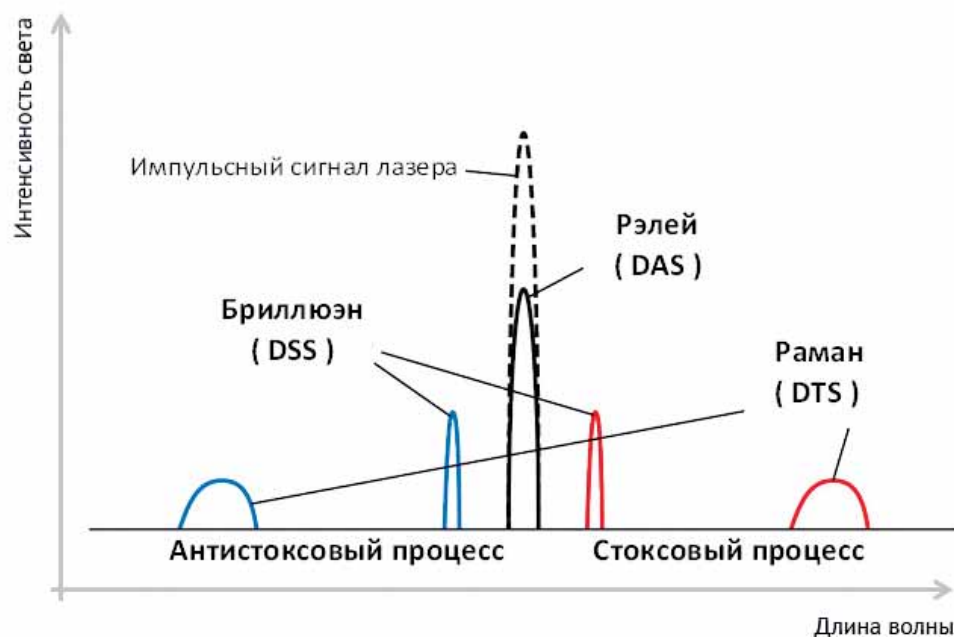


Рис. 2. Парадигма рассеяния света, применяемая в СМПО

Во время прохождения светового импульса длиной волны 1550 нм через ВОК экзогенные переменные (температура, давление и напряжение) вызывают отражение света обратно к источнику — этот эффект именуется обратным рассеянием, которое согласно трем диапазонам длины волн рассеянного света подразделяется на Рэлеевское, Рамановское и Бриллюэновское. Данное разделение обусловлено различными механизмами взаимодействия между световым импульсом и светопроводящим материалом ВОК.

Для обнаружения акустической активности используется распределенный акустический датчик (DAS), в основе работы которого лежит анализ Рэлеевского рассеяния. Как видно на рис. 2, основная волна обратного рассеяния находится на длине волны запущенного в ВОК импульса и называется Рэлеевским диапазоном. Природа рассеянного света зависит от микроскопических натяжений в структуре оптоволокну, которые в свою очередь возникают из-за локальных изменений в акустической или сейсмической среде. Рэлеевское рассеяние характеризуется взаимодействием света и частиц (ато-

мов и молекул), диаметр которых меньше, чем длина волны света.

Для регистрации температурных измерений используется распределительный датчик температуры (DTS), в основе работы которого лежит анализ комбинационного рассеяния (эффекта Рамана). Когда ВОК подвергается температурному воздействию, в волокне также индуцируется микроскопические колебания. Комбинационное рассеяние света состоит из двух компонентов, находящихся симметрично пика Рэля: стоксовый пик и антистоксовый пик¹. Интенсивность антистоксовского пика ниже стоксового пика, но сильно зависит от температурных воздействий, тогда как интенсивность стоксового пика лишь слабо

¹ Согласно квантовой теории излучения, в ходе комбинационного рассеяния света при столкновениях с молекулами фотоны рассеиваются, что в свою очередь подразумевает обмен энергией между фотоном и молекулой. Молекула при этом может либо потерять либо приобрести энергию. В случае, когда молекула теряет энергию, частота излучения фотона увеличивается, и наоборот: если молекула приобретает энергию, частота фотона уменьшается. Излучение, рассеянное с частотой большей, чем у падающего света, называется антистоксовым излучением, а излучение с меньшей частотой называется стоксовым.

зависит от температуры. Вычислив соотношение интенсивности антистоксова сигнала к стоксову, можно получить точное значение температуры.

Как уже подчеркивалось, распределенный датчик деформации (DSS) основывается на анализе Бриллюэновского рассеяния и применяется для обнаружения механической деформации газопроводов. Натяжение ВОК приводит к возникновению волнового упругого колебания волокна, что приводит к изменению абсолютного показателя преломления света в волокне. Когда лазерный импульс проходит через ВОК и приходит во взаимодействие с вышеупомянутым колебанием волокна, часть света отражается назад к источнику, что приводит к возникновению светового компонента с частотным сдвигом, аналогичному доплеровскому сдвигу. Таким образом, рассеяние Бриллюэна является результатом взаимодействия между оптическими и звуковыми волнами в оптических волокнах.

На основании данного явления научные подразделения компаний «ОМЕГА» и «ОптоМониторинг» разработали модель продольно-поперечного изгиба трубопровода, обусловленного локальной деформацией грунта (рис. 3).

Для оценки деформации грунта можно в общем виде использовать следующую формулу, на которой построена идеология DSS:

$$\varepsilon_{тр} = K(D, \delta, d, E_{тр}, E_{каб}, q, \mu_{тр}, \mu_{каб}, \alpha_{тр}, \alpha_{каб}) \varepsilon_{каб},$$

где: $\varepsilon_{тр}$, $\varepsilon_{каб}$ — деформация трубопровода и кабеля соответственно; D — диаметр трубопровода; δ — толщина стенки; d — диаметр кабеля; $E_{тр}$, $E_{каб}$ — модуль упругости трубопровода и кабеля соответственно; q — поперечная распределенная нагрузка; $\mu_{тр}$, $\mu_{каб}$ — коэффициенты Пуассона; $\alpha_{тр}$, $\alpha_{каб}$ — коэффициенты температурного расширения материала трубы и кабеля соответственно.

Примененный в СМПО «ОптоМониторинг» волоконно-оптический сигнализатор метана (ВОСМ) является усовершенствованной версией детектора метана, о котором «Научный журнал Всероссийского газового общества» сообщал около года назад (2). В отличие от версии годичной давности, вызвавшей, в частности, интерес участников заседания инновационного комитета Московского финансового форума БРИКС (октябрь 2015 года), в СМПО не нашел применения детектор на основе телескопической системы; улучшены компоненты и защита сигнализатора (4).

В отличие от распределенных датчиков, ВОСМ (рис. 4) является точечным и используется для удаленного обнаружения предельных концентраций газа метана, используя ВОК для доставки сигнала. Принцип его работы основан на непрерывном мониторинге



Рис. 4. Волоконно-оптический сигнализатор метана СМПО «ОптоМониторинг» в серийном исполнении

объемной концентрации метана в измерительной кювете. В детекторе использован диодный лазер с частотой 1650 нм, волоконным выходом и доставкой излучения к однопроводной измерительной кювете. Проникая в измерительную кювету, световой импульс поглощается метаном. Количественное измерение концентрации метана выполняется путем сравнения количества света, возвращающегося из измерительной кюветы, с количеством, проходящего через калибровочную кювету.

При максимальной мощности оптического излучения, не превышающей 2 мВт и исключающей взрывоопасность, величина порога срабатывания сигнализатора регулируется в диапазоне 0,02–10% объемной концентрации метана. Предельная удаленность сигнализатора от электронного блока составляет 50 км, причем один логический модуль (ЛМ) может обслуживать до 200 кювет, масса каждой из которых не превышает 0,7 кг, ширина — 80 мм, а длина — 140 мм. Время срабатывания сигнализатора в случае превышения концентрации метана не превышает 30 секунд, а диапазон рабочих температур составляет от –40 до +50°С. В настоящее время компанией «ОптоМониторинг» получен приоритет на патент сигнализатора метана, который будет подтвержден в ближайшие месяцы.

В настоящее время компания дорабатывает подсистему, предназначенную для мониторинга ре-

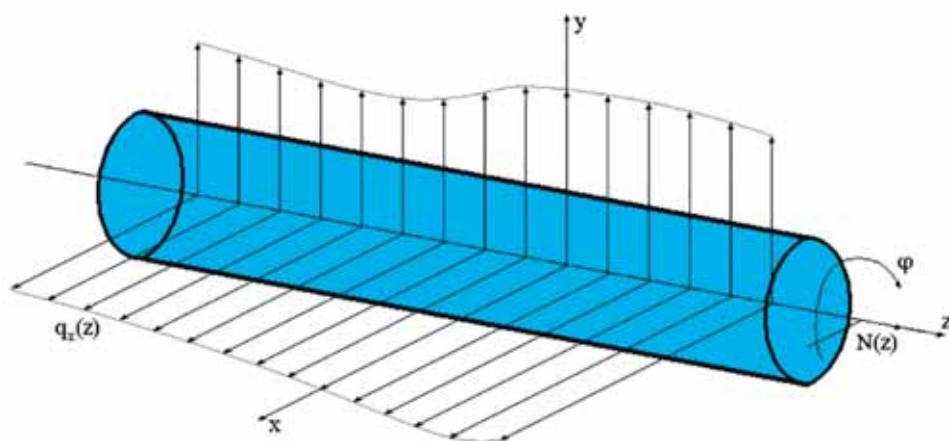


Рис. 3. Схема локального участка трубопровода, контролируемого на пространственное смещение.

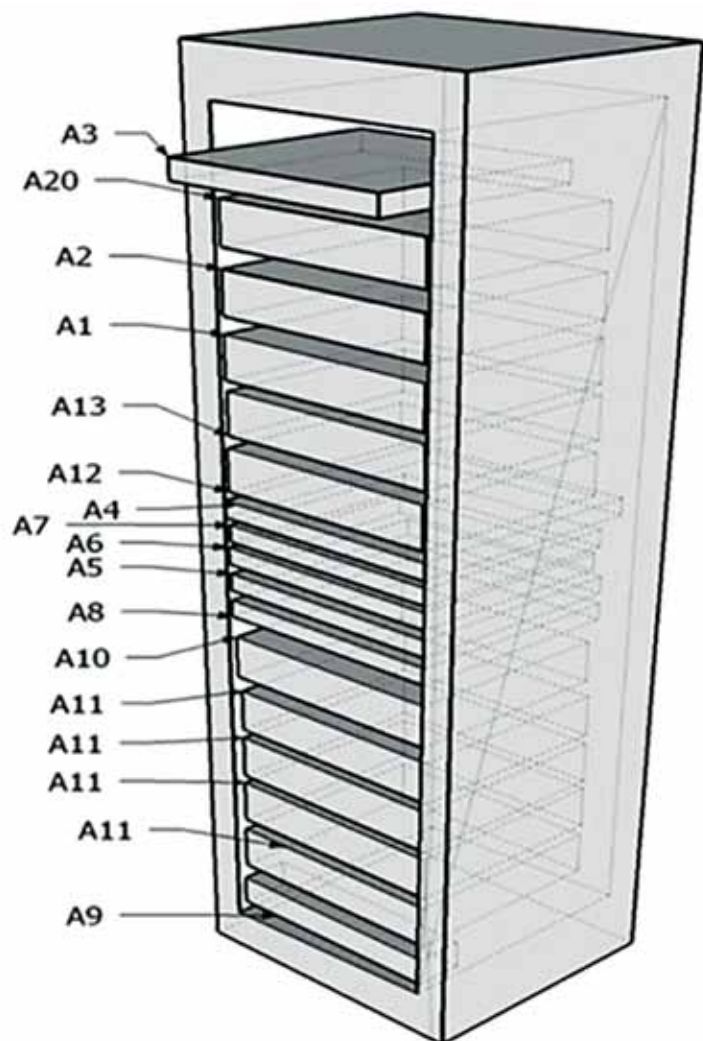


Рис 5. Компоновка ЛМ СМПО «ОптоМониторинг»: А1 — электронный блок, А2 — оптический блок, А3 — релейный блок, А4 — KVM-консоль, А5 — патч-панель, А6 — коммутатор, А7 — оптический кросс, А8 — блок управляемых розеток, А9 — блок электрических розеток, А10 — источник бесперебойного питания А11 — блок аккумуляторных батарей, А12 — блок сигнализатора метана, А13 — блок температурной регистрации, А14 — магнитный размыкатель, А15 — термодатчик

резервуаров СПГ, которая также может быть включена в СМПО в качестве дополнительной опции. Предполагается, что кроме применения распределенного датчика температуры на резервуары будет устанавливаться детектор метана, который позволит в кратчайшее время получить информацию о возможной утечке.

В прошлом году СМПО «ОптоМониторинг» сертифицирована системой ГАЗПРОМСЕРТ на соответствие техническим условиям ТУ 4372-001-63676632-14. ГАЗПРОМСЕРТ выдало также сертификат соответствия кабелей типов ОКГ, ОКЛ и ОКБ, используемых

системой. СМПО обладает Декларацией Таможенного союза о соответствии СМПО ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования».

Как уже подчеркивалось, исходя из потребностей газовой отрасли российские ученые создали продукт, в полной мере отвечающий идеологии импортозамещения, свойства которого в максимальной степени соответствуют запросам газовой отрасли. Важным преимуществом СМПО «ОптоМониторинг» является обнаружение и распознавание таких событий в контролируемой зоне, как движение пешехода, работа шан-

цевым инструментом или землеройной техники, движение автомобиля, даже сверхмалая утечка газа, смещение грунта и движение снаряда внутритрубной очистки и диагностики. Причем действие основного числа подсистем СМПО нацелено на предотвращение временного или качественного развития потенциально опасных воздействий.

Важно и то обстоятельство, что разработка различных подсистем мониторинга осуществляется в компаниях «ОМЕГА», «ПетроЛайт» и «ОптоМониторинг» с прицелом на широкий спектр применения контрольно-измери-

тельных систем, основанных на волоконно-оптических датчиках как распределенных, так и точечных. Среди реализуемых или введенных на стадию промысловых испытаний проектов следует

особо отметить Систему комплексного мониторинга добывающих скважин (СКМС), а также ряд других перспективных проектов, благодаря высоким эксплуатационным качествам воло-

конно-оптических датчиков способных внести важный вклад в повышение безопасности эксплуатации объектов отечественной энергетики и транспортной инфраструктуры.

Список использованной литературы

1. Фёдоров В., Вязунов Е. Определение зоны влияния трубопровода на тепловой режим грунта на основе данных метеостанции «Тайшет» // Журнал «Русский инженер». 2015, № 2. — С. 38–41.
2. Плешков Д.И., Мамедов А.М., Крупна З.П. Волоконно-оптический детектор метана в составе системы мониторинга протяженных объектов компании «ПетроЛайт» // Научный журнал Российского газового общества. 2015, № 1. — С. 15–21.
3. Компания «ПетроЛайт» представила чувствительный сигнализатор метана (FOMA) для трубопроводов газа // «Pipeline Technology Journal», г. Эссен (Германия). — URL: <http://www.pipeline-journal.net/news/petrolight-company-introduces-sensitive-methane-annunciator-foma-gas-pipelines>. Дата обращения — 16 февраля 2016 г.
4. Псёл Н. Вариант «ОМЕГА» представлен банкирам БРИКС // «Труд», 30 октября 2015 г. — С. 4.

References

1. Fedorov V., Vyazunov Y. The influence of the pipeline on the thermal state of the ground analyzed on the example of data obtained from the TAISHET meteorological station // Russkiy Inzhener Magazine. 2015, № 2. — P. 38–41.
2. D.Pleshkov, A.Mamedov, Z.Kruppa. Fiber-Optic Methane Detector as Element of the PetroLight SMEO // Scientific Magazine of the Russian Gas Society. 2015, № 1. — P. 15–21.
3. PetroLight Company Introduces Sensitive Methane Annunciator FOMA For Gas Pipelines // «Pipeline Technology Journal», Essen, Germany.— URL: <http://www.pipeline-journal.net/news/petrolight-company-introduces-sensitive-methane-annunciator-foma-gas-pipelines>.
4. Pseyol N. The OMEGA Option Presented to BRICS banks // «Trud» newspaper. 30th October 2015. — P. 4.



УДК 553.981.2:553.982.2:622.06

Повреждаемость плавучих буровых установок

М.Д. Емельянов, кандидат технических наук, заместитель генерального директора АО «ЦНИИМФ», emelyanov@cniimf.ru

Аннотация. В статье приведены результаты обработки данных по аварийным случаям плавучих буровых установок на морском шельфе Великобритании за 1980–2005 годы. Выполнен анализ причин появления повреждений. Показана возможность снижения повреждаемости плавучих буровых установок в эксплуатационных условиях.

Ключевые слова: самоподъемная буровая установка, полупогружная буровая установка, повреждения, отказ механизма подъема, обрыв якорной линии, заливание верхней палубы.

Damageability of floating drilling units

M.D. Emelyanov, Doctor of Technical Sciences, Deputy Director of Central Marine Research & Design Institute, Ltd

Abstract. In article presented are the results of processing incident database of floating offshore drilling units on the UK Continental Shelf 1980–2005. An analysis of the reasons of occurrence of the damages is made. Possibility decrease in damageability of floating drilling units in operational conditions is shown.

Keywords: Jack-up drilling unit, Semi-submersible drilling unit, damages, breakdown of the mechanism of lifting, breakage of an anchor line, probability of green water impact.

Воздействие экстремальных погодных условий на морские буровые установки вызывает появление в них повреждений.

Результаты обработки данных по аварийности буровых установок на морском шельфе Великобритании за 1980–2005 гг. [1, 2], представленные в табл. 1, свидетельствуют о том, что частота повреждений плавучих буровых установок на порядок выше, чем морских стационарных платформ. При этом повреждаемость полупогружных буровых установок превышает приблизительно в 4 раза повреждаемость самоподъемных установок, что является следствием особенностей их конструкции и условий эксплуатации.

Полупогружные буровые установки

ППБУ состоит из верхнего корпуса (платформы), стабилизирую-

щих колонн и нижних понтонов. На рабочей (верхней) палубе платформы располагается верхнее строение, представляющее собой двух- или трехъярусную надстройку для размещения экипажа, а также энергетические и технологические блоки, складские помещения, краны, буровое и другое оборудование.

Обработка данных широкоформатных таблиц Excel [2] по аварийности ППБУ показывает, что ос-

новными повреждаемыми элементами были следующие (см. рис. 1):

- якорные устройства (84,9%);
- верхний корпус, включая оборудование и устройства, расположенные на палубе платформы (12,0%);
- стабилизирующие колонны с нижними понтонами (3,1%).

Подавляющее число аварийных случаев связано с отказом якорной системы пассивного позиционирования установки и якорно-

Таблица 1
Повреждаемость плавучих установок и стационарных платформ

Тип установки	Частота f , (установка · год) ⁻¹	Тяжесть последствий S , баллы	Условный риск, R_i
Полупогружные буровые установки (ППБУ)	418,6	418,6	418,6
Самоподъемные буровые установки (СПБУ)	342,4	342,4	342,4
Морские стационарные платформы (МСП)	293,4	293,4	293,4

Примечание. Подробно описание тяжести последствий и условного риска приведено в работе [3].

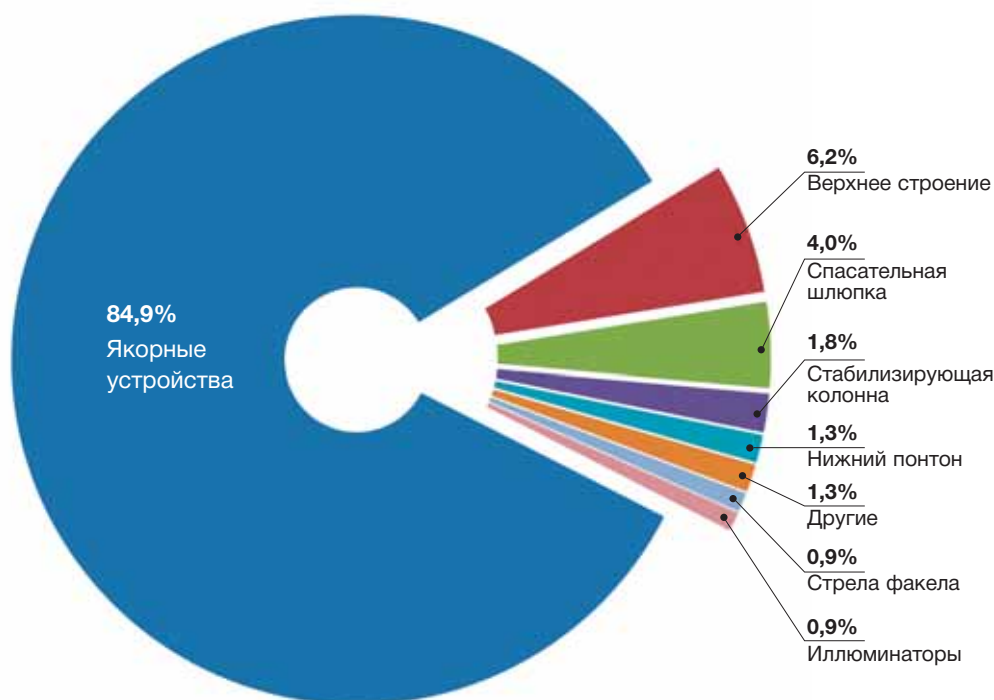


Рис. 1. Диаграмма распределения частоты повреждений по элементам конструкций ППБУ

го устройства плавучего одноточечного причала. При этом 55,3% всех отказов якорных устройств заключалось в падении натяжения и разрыве якорной линии (цепи, троса) при эксплуатации установки в штормовых условиях. 31,8% разрывов якорной линии произошли во время постановки ППБУ на точку бурения или снятия с точки, и могут быть отнесены к человеческим ошибкам при проведении якорных операций. Оставшиеся инциденты приходились на отказы оборудования брашпиля и на не установленные причины.

Вторая группа повреждений вызвана заливанием палубы установки и охватывает конструкции и устройства, расположенные на платформе — верхнее строение, иллюминаторы, стрела факела и спасательные шлюпки. Заливание, по-видимому, было вызвано увеличением осадки при принятии избыточного балласта из-за опасения потери остойчивости установки в штормовых условиях.

К третьей группе повреждений относятся трещины в нижних понтонах и в узлах соединения понто-

на со стабилизирующими колоннами, возникшие из-за общего изгиба установки на волнении.

Пути снижения повреждаемости при эксплуатации ППБУ

При эксплуатации ППБУ наиболее действенными способами уменьшения повреждаемости являются: своевременное снижение натяжения якорной линии во избежание ее обрыва и выбор оптимальной осадки, предотвращающей заливание верхней палубы платформы.

Снижение вероятности разрыва якорной линии

Эксплуатация установки осуществляется в трех режимах: рабочем, штормового отстоя и «выживания».

В рабочем режиме якорные линии устанавливаются с предварительным натяжением, предотвращающим горизонтальные смещения установки при воздействии порывов ветра и течения. При достижении скорости ветра предель-

но допустимой величины в рабочем режиме установка должна быть переведена в режим штормового отстоя, при котором якорные линии ослабляют. При дальнейшем усилении ветра и достижении предельно допустимой величины в режиме штормового отстоя ППБУ переводят в режим «выживания», при котором якорные линии еще более ослабляют и включают в работу подруливающие устройства с целью снижения нагрузки на якорные линии.

Т.е. уменьшение вероятности разрыва якорной линии возможно при обоснованном переводе установки с рабочего режима на режим штормового отстоя и с режима штормового отстоя на режим «выживания» при достижении скорости ветра соответствующих уровней предельно допустимых значений.

Вероятность обрыва якорной линии оценивается следующим образом.

Вероятность разрыва якорной линии $P_{я}$ определяется из условия того, что усилие в якорной линии F превысит ее разрывное усилие T , т.е.

$$P_{я} = P_r[F > T] [P_{я}]. \quad (1)$$

Эта вероятность не должна превышать допустимого значения $[P_{я}]$.

Распределение скорости ветра v в краткосрочных периодах времени хорошо согласуется с законом Вейбулла, интегральная функция которого равна

$$F_v(v) = 1 - \exp[-(v/a_v)^c], \quad (2)$$

где c — параметр формы, принимаемый в первом приближении равным 1,5; a_v — параметр масштаба распределения скоростей ветра, определяемый по формуле:

$$a_v = \frac{\bar{v}}{[(c + 1)/c]};$$

$\bar{v}$ — среднее значение скорости ветра; $[...]$ — гамма-функция.

При этом распределение усилий в якорной линии от ветровой нагрузки будет также подчинено закону Вейбулла с параметром масштаба a_F равным

$$a_F = Ka_v, \quad (3)$$

где K — коэффициент, равный отношению усилия в якорной линии от ветрового воздействия к величине скорости ветра.

Распределение прочности якорной линии соответствует нормальному закону с параметрами $\bar{T}$ и σ_T , где $\bar{T}$ — среднее значение (математическое ожидание) разрывного усилия, σ_T — стандартное отклонение. Значения $\bar{T}$ и σ_T определяются по заданному нормативному значению разрывного усилия T_n и известному коэффициенту вариации $v_T = \sigma_T/\bar{T}$.

Вероятность разрыва якорной линии будет соответствовать затененной площади под кривыми плотности вероятности $p_T(T)$ и $p_F(F)$, представленной на рис. 2.

Плотность вероятности распределения усилий $p_F(F)$ и ее интегральная функция $F_f(F)$ соответственно равны:

$$p_F(F) = \frac{c}{a_F} \cdot \left(\frac{F-b}{a_F}\right)^{c-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{F-b}{a_F}\right)^c\right], \quad (4-1)$$

$$F_f(F) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{F-b}{a_F}\right)^c\right], \quad (4-2)$$

где b — смещение по оси абсцисс относительно нуля.

В рабочем режиме кривая плотности вероятности распределения усилий $p_F(F)$ показана рис. 2а. Здесь смещение b в формулах (4) равно b_0 , где b_0 — предварительное натяжение якорной линии.

В режиме штормового отстоя ППБУ с комбинированной системой удержания возможны следующие варианты:

- подруливающее устройство отключено. Распределения усилий F подобно изображенному на рис. 2а, на котором предварительное натяжение якорной линии $b_0 = b_1$, и смещение b в формуле (4-1) равно b_1 ;

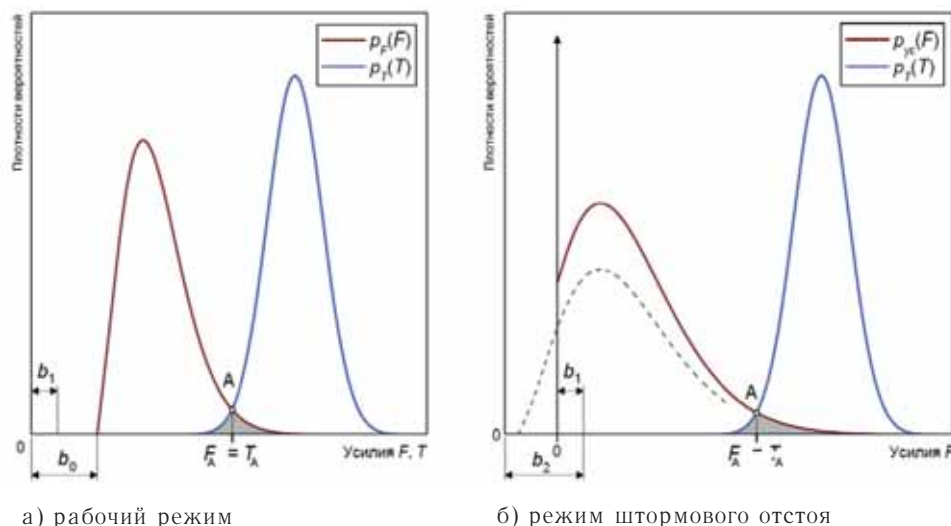


Рис. 2. Плотности вероятностей распределения усилий в якорных линиях: b_0 — предварительное натяжение якорной линии; b_1 — натяжение якорной цепи из-за воздействия течения; b_2 — разгружающее усилие в якорной линии при работе подруливающих устройств

- подруливающее устройство включено. Распределения усилий F является усеченным (рис. 2б) и смещение b в формуле (4-1) равно $(b_1 - b_2)$, где b_2 — разгружающее усилие в якорной линии при работе подруливающих устройств. Плотность вероятностей усеченного распределения $p_{yc}(F)$ находится по формуле:

$$p_{yc}(F) = \frac{p_F(F)}{1 - F_f(0)}, \quad F \geq 0, \quad (5)$$

где $p_F(F)$ — плотности вероятности распределения усилий по формуле (4-1); $F_f(0)$ — интегральная функция по формуле (4-2) при $F = 0$ и $b = b_1 - b_2$.

Таким образом, измерив скорость ветра, можно рассчитать вероятность разрыва якорной линии и выбирать безопасный режим эксплуатации.

Снижение повреждаемости элементов конструкции и устройств ППБУ

Снижение повреждаемости элементов конструкции и устройств, расположенных на платформе, достигается увеличением клиренса во избежание ударов волн о конструкции платформы путем откачки части балласта.

Вероятность заливания верхней (рабочей) палубы P_z определяется из закона Рэлея по формуле

$$P_z = \exp\left[-\left(\frac{H}{a_h}\right)^2\right] [P_z], \quad (6)$$

где H — высота подъема конструкций верхнего корпуса над уровнем моря (тихая вода), м; a_h — параметр масштаба распределения высот волн, который в первом приближении без учета вертикальной качки установки может быть принят равным $a_h \approx 0,365 h_{3\%}$, где $h_{3\%}$ — высота волны 3% обеспеченности для данного волнового режима, м;

$[P_z]$ — допустимая вероятность заливания палубы платформы.

Однако уменьшение осадки приводит к подъему аппликаты центра тяжести установки, что неблагоприятно сказывается на ее устойчивости. Поэтому необходимо определить такую осадку, при которой в первом приближении выполнялось условие

$$P_z \approx 10P_o,$$

где P_o — вероятность опрокидывания установки при заданной осадке на данном волновом режиме, равная вероятности того, что кре-

нящий момент $M_{кр}$ превысит восстанавливающий момент M_v с учетом влияния якорных линий.

При этом вероятность опрокидывания P_o не должна превышать допустимое значение $[P_o]$.

Самоподъемные буровые установки

СПБУ в рабочем состоянии поднят над поверхностью моря на колоннах, опирающихся на грунт. Колонны подвижны в вертикальном направлении относительно основного корпуса (понтон). На рабочей палубе понтона и в понтоне располагается технологическое оборудование и средства жизнеобеспечения.

Обработка данных широкоформатных таблиц Excel [2] по аварийности СПБУ показывает, что основными повреждаемыми элементами были следующие (рис. 3):

- опорная колонна и механизм ее подъема (45,9%);
- понтон и верхнее строение, включая оборудование и устройства, расположенные на палубе понтона (24,3%);

- якорные устройства (21,6%).

Как следует из диаграммы на рис. 3 основная часть повреждений (отказов) приходится на опорные колонны и механизм подъема. Наиболее вероятной причиной отказов являлось просадка одной из опорных колонн на илистом грунте или при его вымывании. Просадка приводила к перекосу колонны и ее заклинке в механизме подъема, что в свою очередь увеличивало нагрузку на механизм подъема, приводя к появлению трещин и разрушению его элементов.

Следующими по частоте повреждений является группа элементов конструкции и устройств, расположенных на рабочей палубе, к которым относятся: сам понтон, водонапорная башня, стрела факела, подъемный кран и спасательные шлюпки. Основной причиной повреждений является недостаточная высота подъема понтона над уровнем моря, что в штормовых условиях приводило к заливанию палубы, вызвавшее опрокидывание водонапорной башни, подъемного крана, стрелы факела и повреждению иллюминаторов и

спасательных шлюпок.

И наконец, третьи по частоте повреждения являются якорных устройств. Отказ якорного устройства происходил, как правило, во время постановки якорей после буксировки или их выборки перед перемещением на новую точку бурения. Таким образом, аварии могут быть отнесены к человеческим ошибкам при проведении якорных операций.

Пути снижения повреждаемости при эксплуатации СПБУ

Снижение повреждаемости СПБУ можно достичь двумя способами — за счет предотвращения перекоса опорных колонн в механизме подъема и выбора такого значения клиренса понтона, при котором заливание палубы практически исключается.

Снижение повреждаемости опорных колонн и механизма подъема

Наиболее эффективным способом уменьшения вероятности заклинивания опорной колонны и снижения их повреждаемости является постоянный контроль за отклонением буровой установки от вертикального положения. В случае если отклонение достигло значения в 1° , то следует произвести задавливание соответствующей колонны (колонн) для возвращения установки в вертикальное положение.

Снижение повреждаемости элементов конструкции и устройств на понтоне

Снижение повреждаемости элементов конструкции и устройств, расположенных на палубе понтона, можно достичь путем уменьшения вероятности заливания палубы P_z . Для этого понтон следует поднять над уровнем моря (тихая вода). При этом вероятность заливания палубы P_z будет определяться по формуле, аналогичной

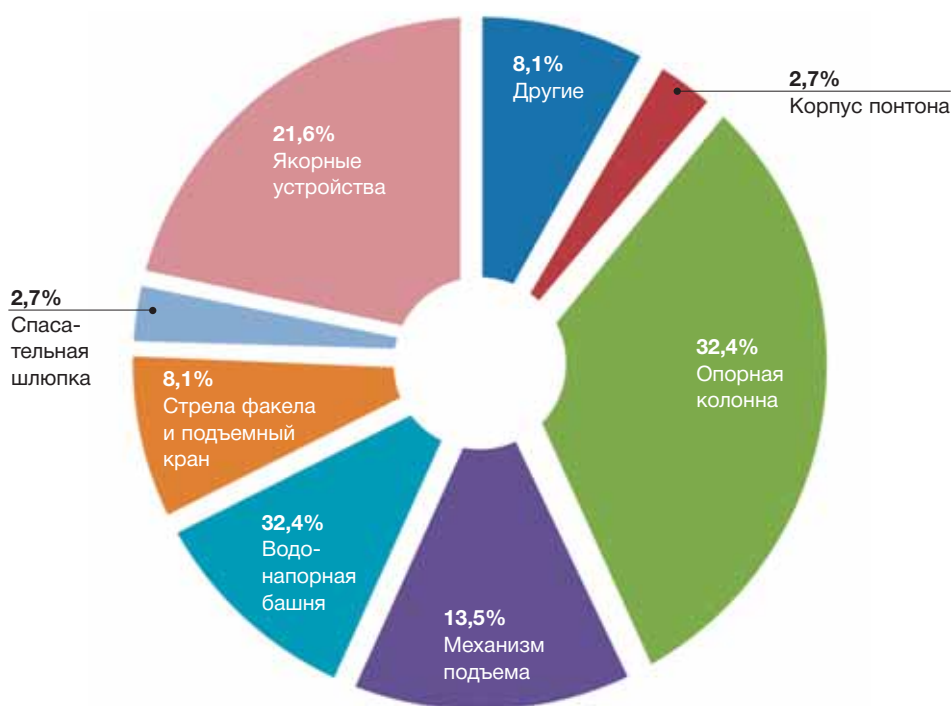


Рис. 3. Диаграмма распределения частоты повреждений по элементам конструкций СПБУ

выражению (6):

$$P_3 = \exp \left[-\frac{7,49H^2}{h_{3\%}^2} \right] [P_3]. \quad (7)$$

Заключение

Плавучие буровые установки, в

основном, используются для разведочного бурения. При перемещении на новые точки они оказываются в акваториях с разными гидрометеорологическими условиями. Оценка вероятности наступления предельного состояния

позволяет для конкретных погодных условиях обоснованно принять решение об изменении режима эксплуатации установки и выбрать клиренс, исключающий заливание рабочей палубы, и тем самым снизить ее повреждае-

Список использованных источников

1. Accident statistics for fixed offshore units on the UK Continental Shelf 1980–2005. Det Norske Veritas/UK Health & Safety Executive. Research Report Series, Report № R566, 2007.
2. Accident statistics for floating offshore units on the UK Continental Shelf 1980–2005. Det Norske Veritas/UK Health & Safety Executive, Research Report Series, Report № R567, 2007.
3. Емельянов М.Д. Условный измеритель риска аварий для буровых судов, плавучих буровых установок и морских стационарных платформ // Нефть. Газ. Новации. 2014. № 11. — С. 59–64.

References

1. Accident statistics for fixed offshore units on the UK Continental Shelf 1980-2005. Det Norske Veritas/UK Health & Safety Executive. Research Report Series, Report № R566, 2007.
2. Accident statistics for floating offshore units on the UK Continental Shelf 1980-2005. Det Norske Veritas/UK Health & Safety Executive, Research Report Series, Report № R567, 2007.
3. Emelyanov M.D. Nominal Emergency Risk Meter for Drilling Vessels, Floating Drill Rigs and Ocean Stationary Platforms // Journal «Nef. Gaz. Novacii». 2014. № 11. — P. 59–64.



В Ухте прошли «Рассохинские чтения»

В канун Дня Российской науки специалисты ухтинского филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» приняли участие в работе международного семинара «Рассохинские чтения», который объединил почти 150 участников из разных уголков нашей страны и ближнего зарубежья. Представители научно-исследовательских институтов отрасли, специалисты промышленных предприятий, преподаватели и студенты ведущих нефтегазовых вузов собрались в Ухтинском государственном техническом университете, чтобы обсудить актуальные вопросы освоения нефтегазовых месторождений.

Имя Г.В. Рассохина широко известно в кругах газовиков и нефтяников. Талантливый ученый и практик внес серьезный вклад в развитие нефтегазовой отрасли страны. Под началом Геннадия Васильевича выросла и профессионально состоялась целая плеяда специалистов. Продолжая дело своего отца, в настоящее время в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» трудятся его сын, д.т.н. С.Г. Рассохин и внук — к.т.н. А.С. Рассохин.

Пленарное заседание открыл доклад Р.Ю. Юнусова и Л.Н. Севериновой «Геннадий Васильевич Рассохин — директор Коми филиала ВНИИГАЗа», в котором говорилось о роли Г.В. Рассохина в укреплении научного и технического потенциала ухтинского филиала.

Работа форума проходила по следующим секциям: геология, поиски и разведка месторождений углеводородов; разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа; актуальные вопросы магистрального транспорта нефти и газа; физико-математическое моделирование в нефтегазовом деле. Завершил работу научного семинара круглый стол, на котором участники обсудили наиболее интересные доклады и обозначили пути дальнейшего сотрудничества.

На фото: ректор УГТУ, доктор технических наук Н.Д. Цхадая (слева) и зам. директора Корпоративного центра исследования пластовых систем (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ», доктор технических наук С.Г. Рассохин в президиуме «Рассохинских чтений».



Одобрена программа сотрудничества

29 февраля состоялось заседание Научно-технического совета ООО «Газпром трансгаз Москва» с рассмотрением и утверждением «Программы сотрудничества между ООО «Газпром трансгаз Москва» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на 2016–2017 годы. В заседании и обсуждении Программы приняли активное участие сотрудники ООО «Газпром ВНИИГАЗ» во главе с заместителем генерального директора по науке А.З. Шайхутдиновым.

Программой предусмотрена совместная работа ООО «Газпром трансгаз Москва» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по ряду направлений. Задача ученых — способствовать повышению конструктивной и системной надежности технологических объектов ООО «Газпром трансгаз Москва», обеспечить достоверную оценку технического состояния и обоснование стратегии эксплуатации объектов транспорта газа; содействовать внедрению технологий, технических средств и организационных мероприятий, направленных на повышение безопасности производственного комплекса, повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов и энергоэффективности оборудования, качества энергоснабжения; снижение удельных затрат на транспорт газа и расходы энергоресурсов, потери при транспорте газа, сокращение выбросов в окружающую среду и др.

На рисунке: регион деятельности ООО «Газпром трансгаз Москва».



Новое поколение объединяет Вселенную

В Российском государственном университете нефти и газа (национальном исследовательском университете) имени И.М. Губкина при поддержке Министерства образования и науки РФ и Министерства энергетики РФ был проведен Первый международный форум студентов нефтегазовых специальностей «Новое поколение: объединяя вселенную». В работе форума приняли участие 125 делегатов из 56 стран и 40 университетов мира.

Форум прошел при поддержке международного общества инженеров нефтегазовой промышленности SPE, мирового нефтяного совета WPC и международного газового союза IGU.

29 февраля состоялось официальное открытие форума. В своем выступлении ректор Губкинского университета Виктор Мартынов отметил важность нефтегазовой промышленности в развитии всех государств, поблагодарил всех участников форума за проявленный интерес к мероприятию и пожелал плодотворной работы и дальнейшего сотрудничества в этом направлении.

В официальной церемонии открытия приняли участие заместитель министра образования и науки Российской Федерации Вениамин Каганов, президент и председатель совета директоров компании PetroSA Нозицве Нокве-Макамо, президент компании Schlumberger Сайг Гёкхан, вице-президент компании Weatherford Russia Фаяз Камалов. Модератором форума был научный руководитель Института арктических нефтегазовых технологий, профессор Анатолий Золотухин.

«Губкинский университет уникален для нашей страны и для мира в целом также как и уникальна профессия нефтяника. Данное мероприятие имеет огромное значение для закрепления контактов и дальнейшего сотрудничества. Министерство образования и науки РФ поддерживает университеты во всех направлениях их развития. Надеюсь, что вам удастся не только окупиться в решение профессиональных и



«Арктика. Сделано в России»

С 29 февраля по 5 марта 2016 года на озере Селигер в Тверской области прошел II Международный молодежный образовательный форум «Арктика. Сделано в России». На протяжении недели 150 молодых исследователей и специалистов России и стран Арктического совета работали над решением кейса по освоению морского нефтегазового месторождения Арктики (образовательный проект Росмолодежи совместно с ООО «Газпром ВНИИГАЗ»). Профессора и преподаватели Губкинского университета приняли участие в форуме в качестве экспертов, докладчиков и консультантов.

Приветственные телеграммы участникам форума направили Президент России Владимир Путин, министр иностранных дел России Сергей Лавров и председатель правления ПАО «Газпром» Алексей Миллер.

За время работы образовательной площадки её гостями стали известный советский и российский полярник, Герой Советского Союза и Герой России, специальный представитель Президента России по международному сотрудничеству в Арктике и Антарктике Артур Чилингаров, врио губернатора Тверской области Игорь Руденя, заместитель министра энергетики РФ Кирилл Молодцов, заместитель министра связи и массовых коммуникаций России Алексей Волин, руководитель Федерального агентства по делам национальностей Игорь Барinov, генеральный директор Морской арктической геологоразведочной экспедиции (МАГЭ) Геннадий Казанин, генеральный директор «Атомфлота» Вячеслав Рукша, заместитель директора по научной работе Института проблем нефти и газа РАН Василий Богоявленский, проректор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина по научной работе Александр Мурадов, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений Александр Дзюбло и многие другие.

В работе форума приняли участие более 20 студентов и магистрантов различных факультетов РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.



Природный газ в Северо-Восточной Азии как фактор обеспечения энергетической безопасности региона

А.М. Мастепанов, доктор экономических наук, академик РАН, руководитель Аналитического центра энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН, Alexey.Mastepanov@mail.ru

Аннотация. В статье рассматриваются проблемы энергетической безопасности в Северо-Восточной Азии, особенности понимания этих проблем в отдельных странах региона, а также роль энергетического сотрудничества в обеспечении надёжности и безопасности энергоснабжения этих стран. Анализируется место и роль природного газа и конкурирующих с ним ядерной и возобновляемой энергетики в современном и перспективном энергетическом балансе основных стран региона — Китая, Республики Корея и Японии, возможности развития поставок газа из России.

Ключевые слова: энергетическая безопасность, энергетическая политика, экономическое сотрудничество, Северо-Восточная Азия, Китай, Р. Корея, Россия, Япония, энергоэффективность, экологически чистая энергетика, Парижское климатическое соглашение ООН, природный газ, возобновляемые источники энергии, АЭС, цены на спрос и потребление энергоресурсов.

Natural gas in Northeast Asia as the factor of energy security of the region

A.M. Mastepanov, doctor of Economics, academician of the Russian Academy of natural Sciences, head of the Analytical Centre of energy policy and energy security Oil and Gas Research Institute of RAS, RF, Moscow

Abstract. The article discusses the issue of energy security in northeast Asia, a particular understanding of these issues in selected countries of the region, as well as the role of energy cooperation in ensuring the reliability and security of energy supply in these countries. Examines the place and role of natural gas and competing with it nuclear and renewable energy in the current and future energy mix of major countries of the region — China, R. Korea and Japan, opportunities for the development of gas supplies from Russia.

Key words: energy security, energy policy, economic cooperation, northeast Asia, China, Korea, Russia, Japan, energy efficiency, clean energy, the Paris climate agreement of the UN, natural gas, renewable energy, nuclear power plants, prices for oil and gas, the demand and consumption of energy resources.

Очередное испытание КНДР ядерного оружия и запуск ею искусственного спутника Земли «Кванменсон-4» («Сияющая звезда-4») (испытание баллистической ракеты дальнего действия по версии Р. Корея и Японии, которая собиралась ее сбить) вновь приковали внимание мировой общественности к проблемам безопасности как на Корейском полуострове, так и в Северо-Восточной Азии¹ в целом.

¹ Северо-Восточная Азия (СВА) — один из крупнейших макрорегионов планеты, наиболее динамично развивающееся геополитическое пространство мира, куда последовательно смещается центр тяжести миро-

Проблемы безопасности в Северо-Восточной Азии носят многоплановый характер. Главный источник военной угрозы — более чем 60-летнее противостояние на Корейском полуострове, которое сегодня осложнено наличием

вой экономики и политики и где во многом определяются пути и формы дальнейшего мирового развития. В его состав включают КНР, КНДР, Р. Корея, Монголию, Россию и Японию. Не вызывает сомнения, что система безопасности в Северо-Восточной Азии должна включать также США, которые хотя и не принадлежат к нему географически, но для которых регион имеет существенное значение с точки зрения национальной безопасности [1].

ядерной проблемы, территориальными спорами, тайваньской проблемой. Эти, ставшие уже традиционными, угрозы в последние десятилетия дополняются проблемой энергетической безопасности.

Обеспечение глобальной энергетической безопасности является одним из основных системных вызовов, с которыми столкнулась современная энергетика. Одновременно энергетическая безопасность, понимаемая, прежде всего как надежное и бесперебойное снабжение потребителей топливом и энергией в необходимых объемах и требуемого качества по экономи-

чески приемлемым ценам, является и важнейшей составной частью всей энергетической политики и национальной безопасности ведущих государств². Значение этого вызова для человечества особо возросло с разворачиванием процессов глобализации и либерализации мировой экономики и энергетики.

Однако в настоящее время в разных странах СВА проблема энергетической безопасности понимается и трактуется по-разному. И отличия эти вызваны не только тем, что по отношению к энергетическим ресурсам одни страны выступают как их экспортеры, а другие — как импортеры. На характер понимания проблемы влияет множество факторов, в том числе и то, что в современных условиях понятие «энергетическая безопасность» существенно расширилось и включает в себя безопасность в политической, экологической и инфраструктурной областях, и даже проблемы терроризма и изменений климата, являясь, по мнению ряда специалистов, своеобразным «общественным благом» [5, 6].

Так, Республика Корея и Япония в основном трактуют проблемы энергобезопасности и меры по ее обеспечению таким же образом, как ЕС и США. В этих странах под энергетической безопасностью понимаются, прежде всего, бесперебойные и устойчивые поставки энергоресурсов для нужд своих экономик, а основными угрозами своей энергетической безопасности считаются значительная зависимость от импорта энергоресурсов, а также высокие цены на нефть и их колебания. В частности, здесь также растет понимание того, что глобальной угрозой энергетической безопасности является чрезмерное потребление энергоемких материальных благ,

ведущее к необоснованному росту спроса на энергоресурсы. Однако в качестве основного энергоресурса, который может обеспечить их энергонеизависимость, в Республике Корея и Японии рассматриваются не только возобновляемые источники энергии, но и газогидраты³.

Развивающимся странам Азии — потребителям энергоресурсов, особенно Китаю, необходим доступ к относительно дешевой энергии, нужна уверенность в том, что добыча нефти и газа в мире будет расти, и они смогут всегда приобретать их в необходимых количествах. Более того, для Китая дефицит энергоресурсов может перечеркнуть саму перспективу экономического роста и достижение хотя бы минимального уровня благосостояния для его населения. Отсюда стремление Китая быстро приспосабливаться к новой зависимости от мировых энергетических рынков, что свидетельствует об отходе его от прежнего стремления к самообеспеченности. В Китае, КНДР и Монголии растет также понимание того, что глобальной угрозой энергетической безопасности является низкая энергоэффективность их экономик. Соответственно, решение проблем своей энергобезопасности эти страны видят, прежде всего, в международном энергетическом сотрудничестве, которое открывает им не только доступ непосредственно к энергоресурсам, но и к технологиям, позволяющим вовлекать в эксплуатацию местные нетрадиционные источники энергии и использовать имеющиеся топливо и энергию более эффективно.

Что же касается России, то в нашей стране в целом разделяют общепринятое понимание энергетической безопасности как надежного и бесперебойного снабжения потребителей топливом и энергией в необходимых объемах и требуе-

мого качества по экономически приемлемым ценам [12, 13]. Однако в последние годы произошло определенное уточнение самого понятия «энергетическая безопасность». Так, в Энергетической стратегии России на период до 2030 года (ЭС-2030), принятой в ноябре 2009 года, энергетическая безопасность определяется как «состояние защищенности страны, ее граждан, общества, государства, экономики от угроз надежному топливу — и энергообеспечению». А еще несколько лет назад, в Энергетической стратегии на период до 2020 года, под энергетической безопасностью понималось «...полное и надежное обеспечение населения и экономики страны энергоресурсами по доступным и вместе с тем стимулирующим энергосбережение ценам, снижение рисков и недопущение развития кризисных ситуаций в энергообеспечении страны» [14, 15].

Кроме того, специалисты в России считают, что одной из важнейших составляющих энергобезопасности является справедливое разделение рисков между всеми участниками энергетической цепочки, баланс интересов не только производителей и потребителей энергоресурсов, но и транзитных стран. Такой баланс интересов обеспечивает модель энергобезопасности, основанная на принципах взаимозависимости и взаимопроникновения. Эта модель, реализуемая путем взаимного обмена активами, неплохо зарекомендовала себя в наших взаимоотношениях с европейскими, особенно немецкими, партнерами в газовой отрасли, с которыми Россию связывает стратегическое сотрудничество уже в течение многих десятилетий. Соответственно, как отметил министр энергетики России А. Новак 13 апреля 2015 года на конференции в Берлине, организованной дискуссионным клубом «Валдай», на повестке дня стоит вопрос формирования новой конфигурации энергетической без-

² О проблемах энергетической безопасности в новых условиях, в частности в Евразии, см., напр., [1–4].

³ Подробнее об этом потенциальном энергоносителе будущего см., напр., [7–11].

Таблица 1

Основные показатели энергетического сектора экономики стран СВА в 2013–2014 годах

	Россия	Китай	КНДР	Р. Корея	Монголия	Япония
Численность населения*, млн чел.	143,0	1367,0	24,9	50,2	2,8	127,3
Производство ВВП по ППС*, млрд. долл. (в ценах 2005 года)	2206,5	14257,0	104,3	1556,5	23,1	4070,5
Разведанные запасы нефти, млрд т	14,1	2,5	0,6–8,0 ^{2,3}	—	1,6 ^{**}	5,9
Добыча нефти, млн т	534,1	211,4	—	—	0,9	0,2
Потребление нефти, млн т	148,1	537,3	0,93	108	1,2 ^{**}	196,8
Разведанные запасы газа, трлн куб. м	32,6	3,5	—	—	51 (МУП) ³	0,04 ⁴
Добыча газа, млрд куб. м	578,7	134,5	—	0,3	—	3,7
Потребление газа, млрд куб. м	409,2	188,0	—	47,8	—	112,5
Разведанные запасы угля, млрд т	157,0	114,5	0,6 (14,7 ^{2,3})	0,126	31,7 ^{**} (173,5) ²	0,347
Добыча угля, млн т н. э.	170,9	1844,6	14,3 ^{1,3}	0,8	29,4 ¹	1,34
Потребление угля, млн т н. э.	85,2	1970,5	—	84,8	—	126,5
Суммарное производство топлива и энергии*, млн т н. э.	1340,2	2566,0	24,1	43,6	16,3	28,0
Потребление первичных энергоресурсов*, всего, млн т н. э.	730,9	3023,0	14,5	234,1	5,2	437,0
Потребление первичных энергоресурсов на душу населения*, т н. э./чел.	5,11	2,21	0,58	5,25	1,84	3,57
Энергоемкость ВВП по ППС*,	0,33	0,21	0,14	0,17	0,23	0,11

Примечания: * 2013 год; ** оценка министерства минеральных ресурсов и энергетики Монголии; ⁰ незначительны; ¹ млн т; ² ресурсы; ³ оценка; ⁴ 2009 год; МУП — метан угольных пластов.

Источник: ИПНГ РАН по данным Международного энергетического агентства, ВР, Министерства минеральных ресурсов и энергетики Монголии, Министерства нефтяной промышленности КНДР, Institute for Energy Economics Japan, Korea Energy Economics Institute и др.

опасности, нового баланса интересов производителей и потребителей, обеспечивающего справедливое распределение рисков и устойчивость долгосрочных инвестиционных процессов.

Важной особенностью обеспечения энергетической безопасности стран СВА является то, что этот регион в целом является энергодостаточным. В табл. 1 приведены основные показатели энергетического сектора экономики этих государств в 2013–2014 годах.

Однако на уровне отдельных стран и регионов картина достаточно разнообразна: одни из них, как, например, Восток России, энергоизбыточны, другие, особенно Япония и Республика Корея — энергодефицитны. Причем, в силу исторических и геополитических причин СВА как регион и вывозит энергоресурсы за свои пределы, и импортирует их в огромном и все большем масштабе, что обостряет проблемы энергетической безопасности.

Нестабильность на Ближнем Востоке, взрывоопасная ситуация в Нигерии, санкции в отношении Ирана высветили необходимость снизить зависимость азиатских экономик от импорта нефти от традиционных поставщиков из удаленных регионов.

Особая острота проблемы заключается в том, что азиатские страны, в отличие от государств Европы и Северной Америки, не располагают стратегическими запасами нефти и более зависимы от импорта ближневосточной нефти, нежели любой другой регион мира.

В 2014 года ведущие страны региона (Япония, Китай и Южная Корея) импортировали нефти с Ближнего Востока 396,7 млн т (40,5% всего ближневосточного нефтяного экспорта⁴). Для сравнения: этот показатель для США составлял 93 млн т (9,5%), а для

стран Европы — 101,6 млн т (10,4%)⁵.

В целом же регион СВА представляет собой практически безграничный рынок энергетических товаров и услуг. Поэтому, как мы уже писали [1, 17, 18], трудно представить лучший пример потенциального международного взаимодополнения, особенно в сфере экономики и энергетики, чем в регионе СВА. Одни страны региона богаты энергетическими, минерально-сырьевыми и другими природными ресурсами, другие — обладают самыми передовыми технологиями, третьи — огромными трудовыми ресурсами. Однако потенциал подобного сотрудничества далек от эффективного использования. Внутрорегиональные перетоки топлива и энергии обес-

⁵ Еще в 2012 году доля США и Европы в импорте ближневосточной нефти составляла порядка 11% (108 и 112 млн т, соответственно) [16].

⁴ В 2011 году — 57%.

печивают незначительную часть энергопотребления Северо-Восточной Азии, поэтому энергетический ландшафт СВА сегодня представляет собой набор обособленных друг от друга рынков, которые мало взаимодействуют между собой, и где нет речи о глубокой региональной кооперации.

Многие из направлений сотрудничества, хорошо зарекомендовавших себя в различных районах мира, здесь представлены слабо. Это в первую очередь относится к формату многосторонних связей: не ведется многосторонний энергетический диалог, не проводятся энергетические саммиты. В СВА реализуются крупные международные энергетические проекты, но их участниками являются, за исключением принимающей стороны, внерегиональные акторы — хозяйственные субъекты.

Соответственно, в регионе не разработан и не принят ни один многосторонний документ даже самого первого уровня (типа декларации о намерениях), не говоря уже о таких документах, как, например, Соглашение о партнерстве и сотрудничестве, которое в лучшие годы было подписано между Россией и Европейским союзом.

В формате двусторонних связей положение, на первый взгляд, гораздо лучше. Энергетическое сотрудничество в той или иной мере охватывает все страны региона и базируется как на двусторонних межправительственных соглашениях, так и на многосторонних соглашениях о разделе продукции, а так же на различных долгосрочных контрактах между хозяйственными субъектами стран СВА и третьих государств.

Однако имеющийся потенциал двустороннего сотрудничества также используется далеко не в полной мере, двусторонние энергетические диалоги проводятся нерегулярно и далеко не со всеми странами региона.

В начале сентября 2014 года в Пекине состоялась встреча ми-

нистров энергетики 21 страны АТР по проблемам энергобезопасности (2014 APEC Energy Ministerial Meeting). Главной темой повестки дня было обеспечение устойчивого экономического роста с одновременным уменьшением нагрузки на окружающую среду. На АТР приходится 55% мирового производства энергии и 60% ее потребления. На встрече было отмечено, что ископаемые энергоносители будут к 2030 году составлять 80% суммарного энергопотребления региона, причем в нем будет расти доля СПГ и сланцевого газа. Председательствовавший на встрече руководитель Государственного энергетического управления КНР У Синьсюн (Wu Xinxiong, Administrator of China's National Energy Administration) заявил: «Необходимо достичь баланса между экономическим ростом, энергетической безопасностью и защитой окружающей среды» [19, 20]. Этим лейтмотивом — энергобезопасность, энергетическое сотрудничество, энергоэффективность и устойчивое развитие, экологически чистая энергетика — пронизан и итоговый документ встречи «Пекинская декларация по итогам 11-й встречи министров энергетики стран АТЭС» [21]. Причем, экологическая устойчивость все чаще рассматривается в АТР как важнейший компонент энергетической безопасности [22].

Соответственно, важнейшее значение в зарубежных странах СВА придается природному газу, хотя современная ситуация с его исполь-

зованием здесь весьма различна (данные о разведанных запасах, добыче и потреблении газа показаны в табл. 1). Так, в Японии и Республике Корея доля газа в суммарном энергопотреблении составляет, соответственно, более 23% и 20% (данные за 2013 год), тогда как в Китае — всего 5%, а в КНДР и Монголии природного газа в энергобалансе страны просто нет.

Однако анализ как страновых данных, так и результатов исследований международных организаций свидетельствует, о значительной неопределенности не только с объемами потребления газа в странах СВА в предстоящие годы, но и с тенденциями спроса на него (табл. 2).

Общими основными факторами неопределенности с перспективной динамикой потребления газа в странах СВА выступают:

- мировые цены на углеводородное сырье и издержки добычи нефти и газа как из традиционных, так и нетрадиционных источников, а также соотношение между ценами и издержками;
- состояние деловой активности и темпы роста/падения экономического развития как самих этих стран, так и мировой экономики в целом;
- технологический прогресс в области использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и роста энергоэффективности;
- общее соотношение спроса/предложения на энергию;

Таблица 2
Диапазон объемов потребления газа в странах СВА, млрд куб. м.

	2015		2016	2017	2018	2019	2020
	прогноз	ожидаемое	прогноз				
Китай	230	191–193	200–204	223–236	245–250	265–270	269–334 и до 420
Р. Корея	47	43	47–46	46–45	45–44	44–43	от 43–45 до 50–73
Япония	128–129	113–117	129–130	129–131	131–133	132–135	от 95–110 до 132–135

Источник: ИПНГ РАН по официальным данным соответствующих стран и результатам оценок и прогнозов национальных компаний и международных аналитических и инвестиционно-финансовых структур.

- статус декарбонизации экономики и низкоуглеродной энергетики, а также правила реализации Парижского климатического соглашения ООН, которые должны быть выработаны в 2016–2018 годах (Правила Механизма устойчивого развития; Правила «по лесам»; Правила отчетности и др.).

Кроме того, дополнительная неопределенность со спросом на природный газ в Японии связана со статусом и перспективами развития атомной энергетики⁶, в Китае — с экологическим фактором, а в Республике Корея — с развитием политической ситуации на Корейском полуострове.

Так, резкое падение на мировых рынках цен на нефть, а вслед за ними и на природный газ, наблюдаемое с 2014 года, казалось бы, должно было стимулировать рост спроса на углеводороды. Однако в реальности этого не произошло⁷, и в 2015 году объем потребления газа в Китае, Р. Корея и Японии оказалось существенно ниже, чем прогнозировалось ранее (см. табл. 2). А это, в свою очередь, поставило под сомнение и соответствующие прогнозы на 2016–2020 годы и на более отдаленную перспективу, сделанные в 2013–2015 годах.

В Японии планы постепенного снижения импорта СПГ к 2030 году существовали еще до 2011 года. Однако после аварии на АЭС «Фукусима» и закрытия большинства атомных электростанций энергетические компании вынуждены были полностью загрузить ТЭС на СПГ и мазуте, хотя эти энергоносители являются самым

дорогим топливом⁸, и резко увеличить угольную генерацию.

19 сентября 2012 года кабинет министров Японии утвердил новую энергетическую политику страны, в которой были определены три основные цели: снижение зависимости Японии от атомной энергии до нуля не позднее 2030 года, рост «зеленой энергетики» и обеспечение стабильного энергообеспечения. При этом возвращение к углю — наиболее дешевому источнику энергии — было признано стратегически правильным ходом, несмотря на планы по сокращению выбросов углерода в стране. А чтобы эти планы не становились тормозом ренессанса угольной электрогенерации, в октябре 2013 года Япония смягчила свои прежние цели по программе UNFCCC 2020, касающиеся снижения выбросов CO₂, и одобрила планы строительства нескольких новых угольных электростанций [26]. Но и эти меры оказались промежуточными. Поскольку с сентября 2013 года в стране были остановлены все АЭС⁹, то стоимость электроэнергии, которая и раньше была одной из самых высоких в мире, выросла по сравнению с той, которой была до аварии на АЭС Фукусима, для домашнего потребления — на 20%, а для промышленности на 30%.

Поэтому в апреле 2014 года правительство приняло новую редакцию (предыдущая была принята в июне 2010 года) Основного

энергетического плана страны (политического документа, своего рода Энергетической стратегии Японии). Основным приоритетом этого документа стала «безопасность» как фундаментальное условие развития энергетики, которое дополнило и уточнило приоритеты прежней редакции энергостратегии (энергетическую безопасность, экономическую эффективность и защиту окружающей среды)¹⁰.

16 июля 2015 года Министерство экономики, торговли и промышленности Японии (METI) на базе обновленного Основного энергетического плана принимает новую редакцию «Долгосрочного прогноза энергоснабжения» страны, рассчитанного до 2030 года. В нем изложены как структура перспективного энергобаланса страны (см. рис. 1), так и основные задачи, стоящие перед энергетическим сектором, а также меры для реализации прогноза.

В частности, в этом документе, принятом в преддверии заседания в Париже XXI Конференции сторон Рамочной конвенции ООН по изменению климата (COP21 — ноябрь 2015 года), правительство Японии поставило целью до 2030 года сократить количество выбросов парниковых газов по сравнению с 2013 года на 26%. При этом учитывалось, что в результате внедрения новейших технологий страна имеет один из самых низких в мире уровней энергоемкости экономики, который продолжит снижаться и в дальнейшем (целевая задача — снижение энергоемкости ВВП на 35% к 2030 финансовому году).

Специалисты авторитетного японского Института экономики энергетики (Institute of Energy Economics, Japan — IEEJ) в прогнозе, опубликованном 21 октября 2015 года, исходят из того, что с 2020 года потребление природного газа в стране вновь, хотя и медленно, но начнет расти и составит

⁶ Согласно Основному энергетическому плану 2014 года, рынок электроэнергии в Японии будет существенно дерегулирован, поэтому, по мнению японских специалистов, будущий статус ядерной энергии в условиях либерализованного рынка трудно прогнозировать [23].

⁷ Изучение этого явления и его причин заслуживает отдельного рассмотрения, поэтому здесь ограничимся лишь констатацией того, что произошло.

⁸ С января 2010 года по январь 2014 года цены на импортный СПГ в Японию выросли в 1,8 раза [24]. В целом же, как отмечается в [25], цены на энергоносители в Японии и Р. Корея являются одними из самых высоких в мире.

⁹ 11 августа 2015 года был запущен реактор № 1 АЭС «Сэндай» в префектуре Кагосима. Это стало первым применением АЭС со времени их остановки в 2011 году. А 29 января 2016 года вновь заработал реактор № 3 АЭС «Такахама» в префектуре Фукуи мощностью 870 тыс. кВт. Возобновление работы этого реактора, как удовлетворяющего новым стандартам Комиссии по ядерной безопасности Японии, стало третьим по счету вслед за реакторами № 1 и 2 АЭС «Сэндай» [23, 27].

¹⁰ Подробнее см. [23].

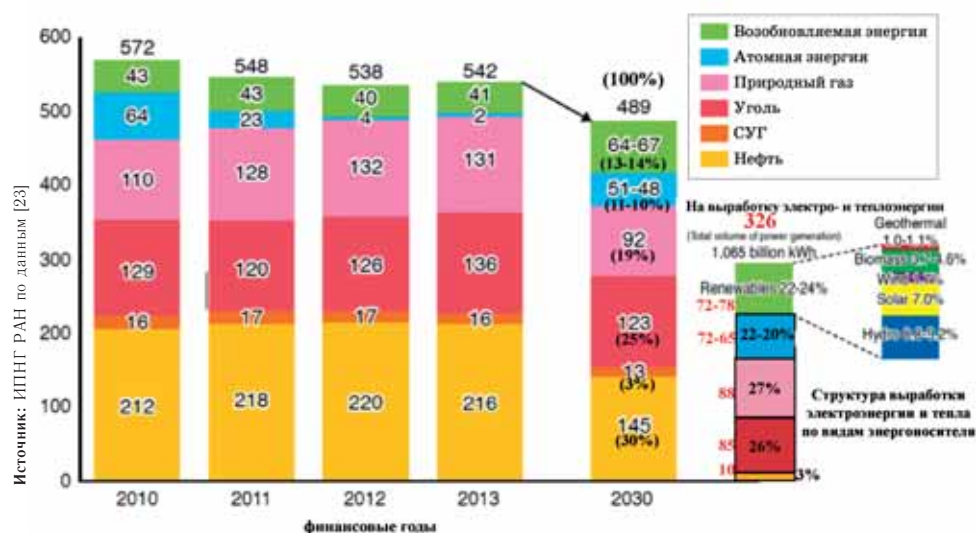


Рис. 1. Изменение структуры энергетического баланса Японии в 2010–2030 финансовые годы и перспективная структура выработки электроэнергии и тепла в стране по видам энергоносителя (правый столбец), млн кл. н. э. (1 кл. = 1 м³; 1 млн. т н.э. ~ 1,15–1,20 млн кл. (м³) н.э.)

Примечание. Приведены данные по финансовым годам. В Японии финансовый год начинается 1 апреля текущего года и заканчивается 31 марта следующего года.

в 2030 году 110 млн т н.э., а в 2040 году — 112 млн т н.э. (136 и 139 млрд куб. м, соответственно) [28].

Потребление газа в Китае стремительно росло до самого последнего времени, хотя признаки его замедления и обозначились уже в 2014 году¹¹. Соответственно, «Планом развития газовой отрасли КНР на 12-ю пятилетку» (на 2011–2015 годы) к 2015 году общее потребление природного газа в Китае должно было достичь 260 млрд м³, доля газа в структуре энергопотребления превысить 8%. Однако в связи с наметившемся снижением деловой активности в стране и проблемами в развитии собственной добычи газа, в 2013 году потребовалось скорректировать и намечавшееся на конец пятилетки потребление газа — до 230 млрд м³. Но и эти планы оказались невыполненными. Резкое замедление экономики Китая в 2015 году привело к тому, что потребность в газе, несмотря на разработанные в сентябре 2013 года в китайском правительстве амбициозные экологические задачи, призванные уменьшить загрязнение воздуха и способство-

вать переходу с угля на газ, оказалась существенно меньше. По итогам 2015 года потребление природного газа в Китае, согласно данным китайских СМИ со ссылкой на CNPC (Китайскую национальную нефтегазовую корпорацию — КННК) и Государственный комитет по развитию и реформам, составило всего 191,0–193,2 млрд куб. м (рост на 3,7–5,7%)¹².

Новые внешние и внутренние вызовы и факторы (основными среди которых являются замедление темпов роста экономики страны, реформа цен на газ в Китае и обвал цен на нефть на мировом рынке), с которыми в последние годы столкнулся Китай, не только замедлили рост спроса на газ, но и вызвали необходимость дополнительного осмысливания появив-

¹² Дополнительным фактором, замедляющим рост спроса на газ в Китае, являются, по мнению CNPC, высокие цены на него на внутреннем рынке. По имеющимся оценкам, две тонны местного угля, по калорийности эквивалентные тысяче куб. м газа, в середине 12-й пятилетки стоили порядка 150 долл., тогда как цена 1 тыс. куб. м импортного СПГ достигала, по данным Главного таможенного управления КНР, 600–700 долл., составляя в среднем за год 340–350 долл. [30].

шихся тенденций в развитии газового рынка страны.

Одним из следствий этих новых тенденций стал определенный пересмотр (в сторону снижения) ряда важнейших показателей газовой отрасли страны на ближайшую перспективу, сделанный на корпоративном уровне. Так, если еще в апреле 2014 года правительство Китая прогнозировало, что в 2020 году объем потребления газа составит 400–420 млрд м³ (Постановление Госсовета КНР «О повышении эффективности поставок природного газа от 14 апреля 2014 года № (2014)16»), то уже весной 2015 года китайские нефтегазовые компании дали свои оценки развитию ситуации. В частности, в марте 2015 года был озвучен прогноз, подготовленный Институтом экономики и технологий КННК (см. рис. 2)¹³, согласно которому спрос на природный газ в Китае в 2020 году составит только 269–334 млрд м³. Правда, в таких случаях закономерно встает вопрос: а насколько оправданы подобные прогнозы, сделанные заинтересованными «игроками»?

Сами китайские специалисты считают, что изменившаяся ситуация имеет временный, переходный характер. Газовая промышленность и газовый рынок Китая должны адаптироваться к изменившимся условиям, что потребует некоторого времени. Поэтому на более отдаленную перспективу прогнозы роста потребления газа в Китае остаются по-прежнему высокими (см. рис. 2), хотя на 2016 год 13-м пятилетним планом заложено всего 205 млрд м³ [31]. Основной причиной роста спроса на газ остаются экологические факторы, прежде всего резкий рост загрязнения воздушного бассейна в

¹³ Этот прогноз озвучил представитель КННК Дуань Чжаофан, выступая на прошедшей в Пекине международной конференции по поставкам и торговле газом (The 2nd China International NG/CNG/LNG Distribution & Trading Conference — GDT 2015) [29].

¹¹ См., напр., [29].

Источник: [29] со ссылкой на Институт экономики и технологий CNPC

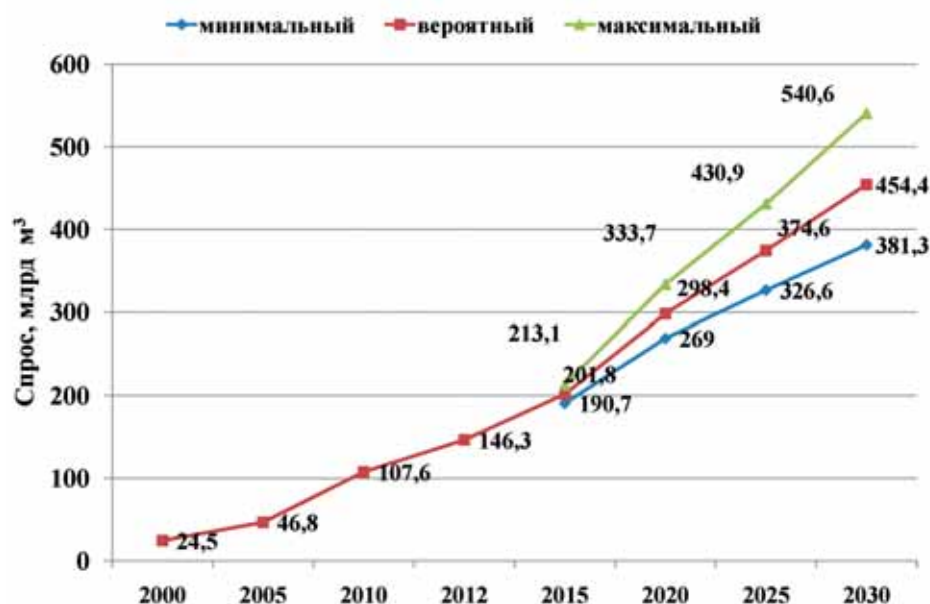


Рис. 2. Прогноз спроса на природный газ в Китае в 2015–2030 годах

результате продолжающейся индустриализации и урбанизации при преобладании угольной энергогенерации, а также быстром росте количества автомобилей. И выходом из такой ситуации прежде всего может быть именно рост потребления природного газа.

Отметим также, что достаточно высокие темпы роста спроса на газ в Китае прогнозируют и в Институте экономики энергетики Японии. В уже упоминавшемся прогнозе от 21 октября 2015 года, они составляют в среднем за

2013–2040 годы 5,4%, снижаясь с 9% в 2013–2020 годы до 3% в 2030–2040 годах. Соответственно, объем потребления газа, согласно этому прогнозу, вырастет с 256 млн т н.э. в 2020 году до 431 млн т н.э. в 2030 году и до 580 млн т н.э. в 2040 году (с 317 до 533 и до 717 млрд куб. м. соответственно), а его доля в суммарном энергопотреблении страны возрастет к 2040 году до 14% [28].

Одновременно продолжится (и, возможно, даже усилится) тенденция снижения энергоемкости ки-

тайского ВВП и перехода страны на менее энергоемкую модель роста, обусловленная структурными изменениями в экономике, благоприятствующими расширению секторов услуг вместо тяжелой промышленности, и активной энергосберегающей политикой государства (рис. 3). Правительство страны стремится сделать двигателями роста ее экономики не производство и инвестиции, а потребление, услуги и высокие технологии.

Кроме того, реализуя политику снижения выбросов парниковых газов, Китай взял на себя обязательства к 2030 году достигнуть пика их выбросов, снизить к 2020 году выбросы на единицу ВВП (его карбоноемкость) на 40–45% относительно 2005 года, довести до 20% от общего объема энергии производство ее из возобновляемых источников, а также увеличить поглощающую способность своих лесов [33, 34]. В частности, активно развивая возобновляемую энергетику, Китай потратил на эти цели только в 2015 году, по данным Bloomberg New Energy Finance, порядка 111 млрд долл.

Наряду с ВИЭ быстрыми темпами развивается в стране и атомная энергетика, и уже в ближайшие десятилетия страна вый-

Источник: ИПНГ РАН по данным МЭА [32, 33]

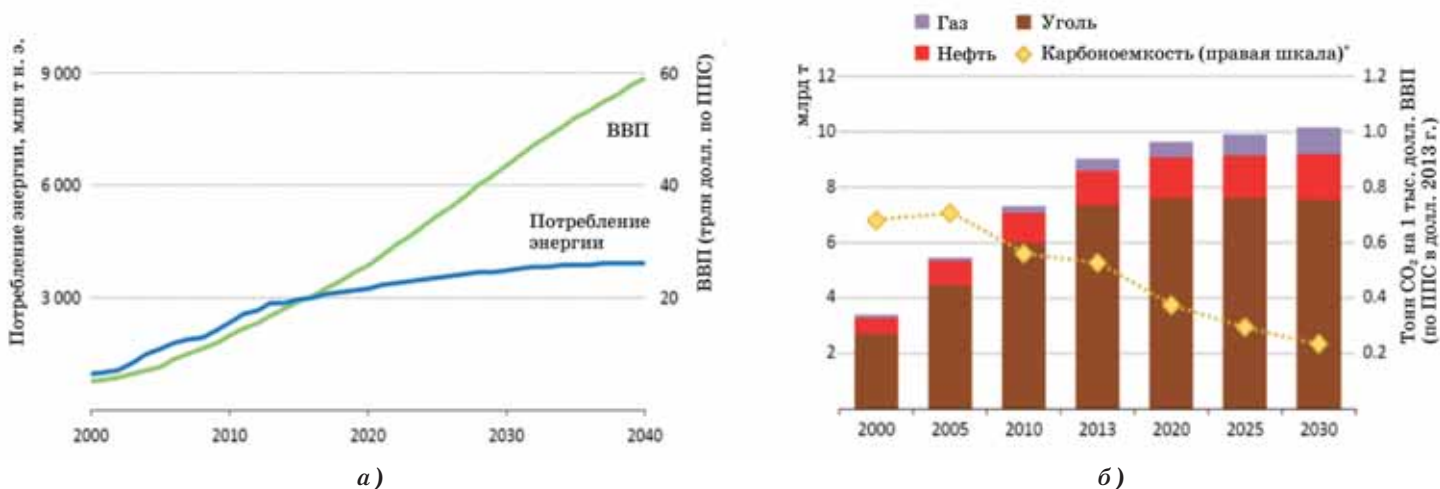


Рис. 3. Китай: экономика, энергетика, экология. Прогнозы МЭА: а) Динамика производства ВВП и энергопотребления Китая; б) Китай: связанные с энергией выбросы CO₂ по видам топлива и климатические обязательства страны к Парижскому соглашению ООН по климату (INDC обязательство Китая)

* Рассчитывается как связанные с энергией выбросы CO₂ в расчете на тыс. долл. ВВП по паритету покупательной способности

дет в лидеры генерации атомной энергии, а к 2040 году на Китай будет приходиться, по оценкам МЭА, порядка 50% всего мирового производства электроэнергии на АЭС (в 2013 году — 4,5%) [32].

Что касается **Республики Корея**, то ситуация с потреблением природного газа здесь также далеко не ясна. До 2013 года импорт газа в страну стабильно рос, и настоящее время она является вторым в мире по величине импортером СПГ после Японии. Но с 2014 года объемы импорта СПГ сокращаются. Как и в Японии, дешевый импортный уголь привел к тому, что загрузка газовых ТЭС начала снижаться, а в 2014 году часть из них была выведена из эксплуатации¹⁴. В результате потребность электроэнергетики в газе снизилась за 2013–2014 годы на 10,9%, а за 2014–2015 годы — еще на 14,5%. Планируется, что в 2016 году газовая электрогенерация снизится еще на 12,3%. Соответственно снизится и спрос на газ в отрасли [36, 37].

Республика Корея стремится диверсифицировать поставки природного газа, активно реализует соответствующие зарубежные проекты (рис. 4) и прилагает усилия по изучению возможности разработки шельфовых залежей газогидратов [10].

В частности, по состоянию на 31 декабря 2015 года, КОГАЗ (KOGAS — Korea Gas Corporation — основная газовая компания страны, импортер порядка 96% потребляемого в Р. Корея СПГ) реализует 26 газовых проектов в 13 странах, в двух из которых (Iraq Akkas и Mozambique Maruto Pipeline) является оператором. Семь из этих проектов непосредственно связаны со сжижением природного газа и его последую-

¹⁴ К концу 2016 года в стране планируется ввести в эксплуатацию еще 9 крупных угольных энергоблоков на ТЭС, в результате чего специалисты КЕЕИ прогнозируют удвоение потребления угля электроэнергетикой [36].



Рис. 4. Зарубежные газовые проекты компании КОГАЗ

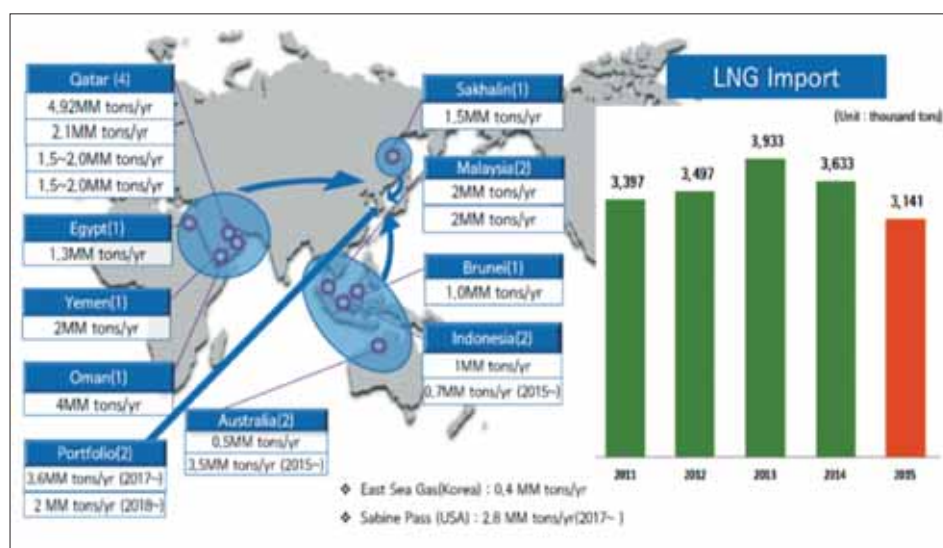


Рис. 5. Источники импорта СПГ в Р. Корея (заключенные и планируемые к заключению контракты с объемами поставок)

щим импортом в Республике Корея. А всего в настоящее время КОГАЗ имеет 16 долгосрочных (до 25 лет) и 3 среднесрочных (от 8 до 13 лет) контрактов на импорт СПГ из 10 стран (рис. 5). Кроме того, в рамках диверсификации поставок газа КОГАЗ подписала соглашение об импорте сланцевого СПГ с терминала Sabine Pass (США, побережье Мексиканского залива) в объеме 3,5 млн т/год [37]. Другая корейская компания, SK Energy, подписала 20-летний контракт с американской Freeport LNG об импорте такого же газа с 2019 года в объеме 2,2 млн т/год [38]. Всего законтрактовано на уровне

2020 года порядка 40,8 млн т СПГ в год (54–56 млрд куб. м/г.).

Быстрый рост энергопотребления в Республике Корея в прошедший период был практически напрямую связан с высокими темпами экономического развития страны (см. рис. 6). Однако уже в ближайшие годы в результате повышения энергоэффективности и снижения энергоемкости экономики ожидается замедление роста потребления энергоресурсов. Если в 2000–2014 годах среднегодовой темп роста составил 2,5%, то в 2015–2030 годах прогнозируется только 1,5%. По имеющимся оценкам, потребление энергоресурсов

Источник: KOGAS [37].

Источник: KOGAS [37].

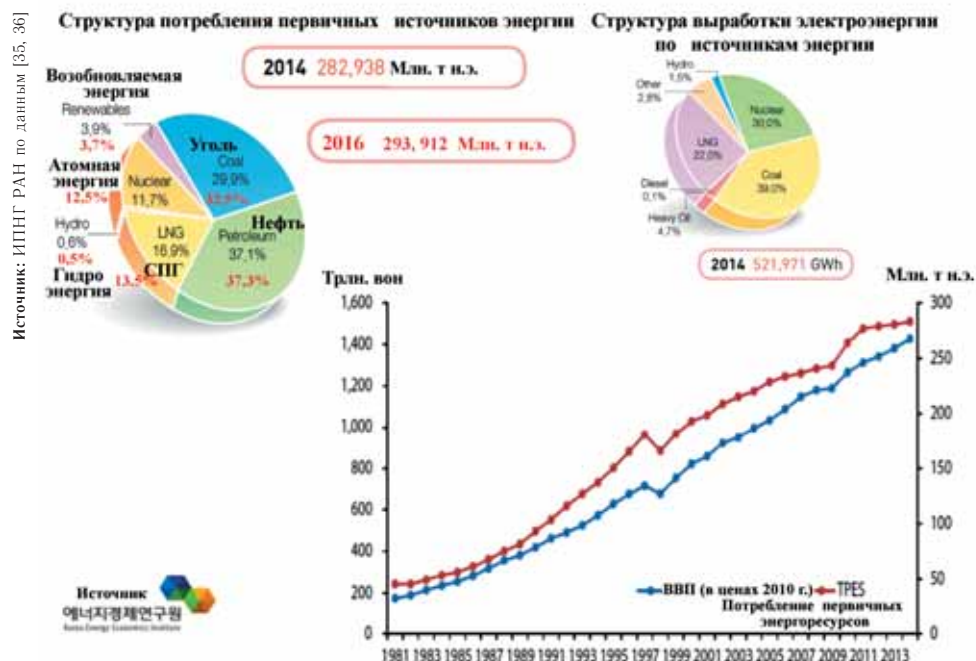


Рис. 6. Энергетический сектор Республики Корея

составит в 2020 году 330 млн т н.э., и в 2030 году — 370 млн т [25].

В настоящее время основу энергетического баланса Республики Корея составляют органические виды топлива (нефть, уголь и газ — рис. 6). Они же будут доминировать и в ближайшие годы, причем потребление угля будет расти (на 10% в 2016 году), а газа — сокращаться [36]. Однако в будущем доля органического топлива будет постепенно снижаться. Государственная политика страны направлена на развитие чистых источников энергии и снижение выбросов CO₂. В частности, в результате быстрого развития атомной энергетики уже в 2013 году страна вышла на четвертое место в мире по выработке электроэнергии на АЭС (139 ТВтч, 5,6% мировой) и на пятое — по величине установленной мощности АЭС (21 ГВт) [39]. Внутри страны 6 АЭС (23 энергоблока) обеспечивают выработку порядка 30% всей электроэнергии. Планируется, что в 2016 году электрогенерация на АЭС вырастет на 12,3% [36]. Летом 2015 года правительство страны приняло очередной «Базовый план развития электроэнергетики» на 2015–2029

годы, которым намечается строительство ряда новых атомных блоков по 1500 МВт каждый, в результате чего к 2029–2030 годам в стране будет действовать в общей сложности 36 ядерных реакторов, которые обеспечат производство 59% всей электроэнергии.

Одновременно правительство поддерживает переход на газовую генерацию, распространение электромобилей и субсидирует ВИЭ. На международном уровне (Rio+20, MDGs, UNFCCC, и др.) Р. Корея взяла на себя обязательства внедрить программу роста «зеленой» экономики. Все это еще больше осложняет прогнозирование потребности страны в газе. Тем не менее, такие прогнозы делаются. Тот же Institute of Energy Economics, Япония исходит из того, что рост спроса на газ в Республике Корея будет иметь место, хотя и небольшой (в среднем по 0,7% в год за 2013–2040 годы, меняясь от 1,8% в 2020–2030 годах до 0,2% в 2030–2040 годах). Соответственно, в 2030 году объем потребления газа в стране составит 57 млн т н.э. (70,5 млрд куб. м), а в 2040 году — 58 млн т н.э. (71,7 млрд куб. м) [28].

Что касается КНДР и Монголии, то планов по широкому использованию природного газа в этих странах нет, хотя в случае прохождения по их территории транзитных газопроводов из России потребности в газе, несомненно, возникнут.

В целом же, несмотря на те неопределенности с перспективным спросом на газ, которые были отмечены выше, потенциал его роста в странах СВА достаточно велик, и природный газ в этом регионе может в перспективе стать важным фактором обеспечения его энергетической безопасности.

В этих условиях для российского природного газа на востоке страны открывается так называемое «окно возможностей», позволяющее воспользоваться стремлением стран СВА к снижению выбросов парниковых газов (а в Китае — и к оздоровлению экологии в целом), и вытеснить из их энергетических балансов определенную долю угля. Парижское соглашение ООН по климату, заключенное в конце 2015 года, предоставляет природному газу дополнительную возможность стать основным промежуточным энергоресурсом на пути к малоуглеродной энергетике будущего.

С учетом значительной минерально-сырьевой базы газовой промышленности в восточных районах России это создает неплохие перспективы развития соответствующего двустороннего и многостороннего экономического сотрудничества. Конечно же, у российского природного газа в регионе СВА есть серьезные конкуренты. Это и сжиженный газ Австралии, Мозамбика, стран Персидского залива, а также, возможно, США и Канады¹⁵, и бурное разви-

¹⁵ Уже к 2020 году, по данным Международного газового союза, мощности по сжижению газа в мире возрастут до 423,7 млн т (на 41% по сравнению с 2014 годом), в том числе в АТР — до 158,1 млн т (на 66%), и в Северной Америке — до 44,1 млн т. Кроме того, в I квартале 2015 года в стадии рас-

тие атомной энергетики и использование нетрадиционных источников энергии, а также ряд других, обусловленных как особенностями экономического роста стран региона, так и технологическим развитием в целом. На конкурентоспособность газа, в том числе российского, на энергетических рынках СВА значительное влияние оказывают применяемая в регионе модель ценообразования на газ и намерения ее радикального изменения [28, 41], а также ряд других факторов, рассмотрение которых заслуживает отдельных исследований. Кроме того, становящаяся уже фактом энергетическая независимость США приводит к резкому обострению конкурентной борьбы среди ведущих производителей углеводородов за оставшиеся рынки, особенно за растущие рынки Азии.

Не затрагивая всего комплекса вопросов, связанных с перспективами развития экспортноориентированных газовых проектов на Востоке России, тем более, что о них в последнее время пришлось говорить и писать неоднократно¹⁶, отметим лишь, что принципиальная возможность у российского газа завоевывать рынки стран СВА в складывающихся условиях есть. Но для этого необходимо, как мы уже писали [46–48], признать высшим приоритетом энергетической политики России в части развития нефтегазовой отрасли создание отечественных и адаптивное зарубежные технологии, которые обеспечивают значительное снижение издержек производства по всей «цепочке» — добыча, подготовка, транспорт и распределение нефти и газа. На внешних рынках без дешевых углеводородов Россия потеряет свои конкурентные преимущества как экспортер неф-

ти и газа. На внутреннем рынке, в тех природно-климатических и географических условиях, в которых находится экономика страны, без дешевых углеводородов (в частности, без дешевого газа — источника энергии и сырья для газохимии) о конкурентоспособности ее не приходится даже мечтать. Нефтегазовой отрасли нужны также новые высокоэффективные технологии, создаваемые сейчас многими коллективами отечественных разработчиков, которые обеспечат переработку природных и попутных газов непосредственно в районах газо- и нефтедобычи, а экономике в целом — эффективные технологии и материалы для строительства объектов в суровых условиях востока и севера России.

А в более широком плане, необходим переход России на рельсы ресурсно-инновационного развития¹⁷, о чем в последнее время стали, похоже, забывать.

Для повышения конкурентоспособности российского газа и привлекательности соответствующих проектов, начинающихся на территории России, следует, на наш взгляд, еще раз внимательно изучить открывающиеся в новых условиях возможности привлечения партнеров из стран СВА к таким проектам. Подобное сотрудничество дает возможность использовать не только технологические, финансовые, управленческие и, возможно, трудовые ресурсы зарубежных партнеров, тем самым снижая общую стоимость проектов, но и «привязывать» их к поставкам газа из России. Кроме того, подобный подход к освоению нефтегазовых ресурсов Востока России полностью соответствует той модели энергобезопасности, основанной на принципах взаимозависимости и взаимопроникновения, о которой говорилось в начале статьи.

В частности, в новых условиях следует активизировать усилия по развитию газового сотрудничества с Республикой Корея, в частности по подготовке и реализации проекта поставок на Корейский полуостров российского трубопроводного газа. Такое сотрудничество может не только решить задачу развития и диверсификации российского экспорта природного газа и роста товарооборота между двумя странами, но и, что возможно, существенно значимее, сдвинуть с места решения проблемы обеспечения безопасности на Корейском полуострове¹⁸, о чем уже говорилось в самом начале этой статьи.

В свое время организация поставок трубопроводного газа в Республику Корея намечалась из Приморья транзитом через КНДР [43, 45]. После тщательной проработки этих вопросов, 29 сентября 2008 года ПАО «Газпром» и КОГАЗ подписали Меморандум о взаимопонимании по поставкам природного газа, а 23 июня 2009 года — Соглашения о совместном исследовании проекта поставок газа из Российской Федерации в Республику Корея. 15 сентября 2011 года ПАО «Газпром» подписало с компанией КОГАЗ Дорожную карту по реализации проекта поставок природного газа из России в Республику Корея через территорию КНДР, а с Министерством нефтяной промышленности КНДР — Меморандум о взаимопонимании по этому проекту.

Следует отметить, что этому проекту Российская сторона традиционно отдавала предпочтение, так как он позволил бы укрепить не только энергетическую, но и военно-политическую безопасность

¹⁸ О необходимости подобного подхода в последние годы приходилось говорить и писать не один раз [19, 50, 51]. Но поскольку со стороны лиц, принимающих решения, никаких откликов подобные аргументы не вызвали, повторим своё видение проблемы еще раз.

смотрения был ряд проектов плавучих заводов по производству СПГ (FLOATING LIQUEFACTION — FLNG) суммарной мощностью 168,3 млн т/год, в основном в США и Канаде [40].

¹⁶ См., напр., [18, 29, 42–45].

¹⁷ Подробнее о необходимости и возможности перехода экономики России на ресурсно-инновационный путь развития см., напр., в наших работах: [17, 46, 49].

на Корейском полуострове. Понимали это и многие зарубежные специалисты (строительство транскорейского газопровода сделало бы обе Кореи взаимозависимыми и тем самым помогло снизить напряженность во всем регионе) [52]. Кроме того, проект трубопроводных поставок газа требовал существенно меньших капитальных и операционных затрат, чем организация поставок того же количества СПГ. Главный его минус — высокие политические риски, связанные с ситуацией на полуострове, которые, в конечном счете, и определили его судьбу.

В изменившихся условиях (с началом строительства ГТС «Сила Сибири») считаем целесообразным вернуться к вопросу о поставках трубопроводного газа в Республику Корея, но не через КНДР, а транзитом через северо-восточный Китай и Желтое море в объеме 12–15 млрд куб. м в год. При соответствующих договоренностях с Республикой Корея и КНР это позволило бы России сразу строить двухниточную ГТС и проектировать оптимальные уровни добычи газа¹⁹.

Отметим также, что в Южной Корее создана достаточно разветвленная сеть газопроводов, соединяющих основные терминалы по приемке СПГ. Поэтому в стране давно прорабатывались различные варианты поставок трубопроводного природного газа из России. И сейчас самое время активизировать такую работу.

Конечно же, противников такого проекта за последнее время только прибавилось. Ряд американских экспертов и раньше счи-

тал, что трубопроводный газ из России будет для Республики Корея априори дешевле СПГ из Северной Америки. И если Россия сумеет проложить газопровод в Южную Корею, это одним ударом лишит смысла инвестиции в строительство новых терминалов для экспорта СПГ на западном побережье США [54].

В последнее время позиция таких противников ужесточилась. Так, специалисты американского Института анализа глобальной безопасности (Institute for the Analysis of Global Security) в своих рекомендациях, выпущенных в мае 2014 года к очередному Саммиту G7, прямо пишут [55]: «В качестве гаранта безопасности Южной Кореи, США должны занять жесткую публичную позицию против российско-южнокорейского газопровода и довести ее до Сеула». Почему? Ответ звучит предельно ясно: «Этот газопровод позволит не только поощрить и обогатить северокорейского лидера Ким Чен Ына, но он также усилит влияние России при решении проблем безопасности на Корейском полуострове».

Более того, «Трубопроводы в Китай, Индию и обе Кореи — если бы они были построены — сделали бы треть человечества обязанным России в обеспечении энергоресурсами и обеспечили бы России неординарную силу на мировой арене».

А в качестве «конфетки» — Соединенные Штаты должны убедить своих азиатских союзников, что они стремятся стать энергетической страной-экспортером и крупным игроком в глобальной системе торговли энергоресурсами. Для этого надо ускорить процесс выдачи разрешений на строительство терминалов для экспорта угля и сжиженного газа и отменить запрет на экспорт нефти [55]. И эти рекомендации руководством США уже выполняются, что нашло отражение и в подписанной Барак Обама в феврале 2015

года «Стратегии национальной безопасности» (NATIONAL SECURITY STRATEGY) [56], и в отмене запрета на экспорт нефти.

В заключение отметим, что в последнем варианте проекта Энергетической стратегии России на период до 2035 года (ЭС-2035), подготовленном Минэнерго России, сформулированы следующие приоритеты государственной энергетической политики, непосредственно относящиеся к тематике нашей статьи [57]²⁰:

- диверсификация направлений и товарной номенклатуры российского энергетического экспорта;
 - развитие энергетической инфраструктуры Восточной Сибири и Дальнего Востока, обеспечивающее ускоренный рост российской экономики.
- Кроме того, для газовой промышленности задачами развития отрасли являются:
- освоение на базе передовых технологий в основном отечественного производства экономически доступных ресурсов газа в традиционных и новых (Восточная Сибирь и Дальний Восток) районах и на континентальном шельфе Российской Федерации с приростом добычи газа до 40%;
 - модернизацию, расширение и оптимизацию мощностей Единой системы газоснабжения (ЕСГ) с учетом необходимости создания новых экспортных маршрутов и дальнейшей газификации российских регио-

²⁰ Отметим, что предыдущий вариант ЭС-2035 [58] был в этом плане не только более амбициозным, но и нацеливал энергетическую политику страны на переориентацию от ресурсно-сырьевого варианта к ресурсно-инновационному развитию. Подобная переориентация позволяла поставить во главу угла не проблему количественного увеличения объемных показателей, а проблему качественного изменения: и структуры энергопотребления, и повышения уровня энергетических услуг, и технологического энергосбережения и модернизации, углубленную электрификацию, развитие нефтегазохимии и других новых отраслей.

¹⁹ Как отмечено в официальных материалах Газпрома, производительность ГТС составит 38 млрд куб. м газа в год, в соответствии с контрактом с Китаем [53]. При такой производительности мощности одной стандартной трубы (порядка 30 млрд куб. м/год) будет мало, а двух — много. Да и оптимальные добычные возможности Чаяндинского и Ковыктинского месторождений существенно больше. Но для выхода на них нужны потребители газа, нужен рынок сбыта.

нов, в частности создание газотранспортной инфраструктуры в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке с возможностью ее интеграции в ЕСГ;

- диверсификацию экспорта газа, в том числе на основе увеличения производства СПГ в 5 и более раз (с 14 до 74 млрд куб. м), и увеличение поставок газа, в том числе СПГ, на рынок АТР в 8–9 раз (с 14 до 128 млрд куб. м).

Решению указанных задач будет способствовать, в частности, строительство новых газоперерабатывающих и газохимических комплексов в Западной и Восточной Сибири для обеспечения комплексной переработки газа базовых месторождений углеводородного сырья и производства продукции с высокой добавленной стоимостью.

В сфере международных отношений проект ЭС-2035, в частности, предусматривает активное участие России в международных проектах по развитию технологий энергетики будущего (водородной энергетики; термоядерной и малой атомной энергетики; использования газогидратов и энергии морских приливов; системных, потребительских и транспортных аккумуляторов; интеллектуальных систем управления и др.).

Реализация этих проектов и Энергетической стратегии в целом открывает дополнительные возможности как для обеспечения энергетической безопасности Северо-Восточной Азии в целом, так и для дальнейшего развития взаимовыгодного двустороннего энергетического сотрудничества России с каждым из государств США.

В частности, диверсификация источников импорта энергоносителей за счет поставок из России гарантировала бы странам региона надежность и безопасность их энергообеспечения. Даже частичное замещение угля природным газом в энергетическом балансе государств США обеспечило бы повышение трансграничной экологической безопасности, что актуально, например, и для улучшения качества природной среды в расположенных у границ с КНР российских регионах. А в перспективе успешная реализация такого рода долгосрочных энергетических проектов с российским участием способствовала бы интеграции государств США в единое экономическое пространство и, как следствие, укреплению позиций России не только в США, но во всем АТР.

Список использованных источников

1. Безопасность и сотрудничество в Северо-Восточной Азии: совместный документ российских и южнокорейских экспертов // РСМД, Рабочая тетрадь. 2015, № 25. — М.: Спецкнига, 2015. — 28 с.
2. Мастепанов А.М. Обеспечение энергетической безопасности на пространстве Евразии. Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом // Научно-экономич. журнал. 2015, № 11. — С. 5–13.
3. Мастепанов А.М. Обеспечение энергетической безопасности: поиск решений в условиях новых вызовов // Neftegaz.RU. 2015, № 10. — С. 18–29.
4. Энергетические приоритеты и безопасность России (нефтегазовый комплекс) / Под общей ред. А.М. Мастепанова. — М.: ООО «Газпром экспо», 2013. — 336 с.
5. Денчев К. Мировая энергетическая безопасность: история и перспективы. — URL: http://www.hist.msu.ru/Journals/NNI/pdfs/Denchев_2010.pdf
6. Mandil Cl. Energy Security: the IEA's Perspective. — New Orleans, 2007. — P. 18. — URL: <http://www.iea.org/textbase/speech/2007/mandil/NewOrleans.pdf>
7. Мастепанов А.М. Газогидратная программа Японии // Газовая промышленность. 2014, май, № 5. — С. 39–44.
8. Мастепанов А.М. Газогидраты в перспективном мировом энергетическом балансе: оценки, проблемы и необходимые условия // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. Научно-экономич. журнал. 2014, № 5. — С. 42–47.
9. Мастепанов А.М. Произойдет ли «гидратная революция»? // Нефть России. 2014, июнь. — С. 50–55.
10. Мастепанов А.М. Газогидраты: путь длиной в 250 лет (от лабораторных исследований до места в мировом энергетическом балансе). — М.: ИЦ «Энергия», 2014. — 272 с.
11. Мастепанов А.М. Газогидраты как энергоноситель будущего: достигнутые результаты, проблемы и предстоящие задачи // Экологический вестник России. 2015, № 4. — С. 20–29; № 5. — С. 20–25; № 6. — С. 16–21.
12. Энергетическая безопасность России. — Новосибирск: Наука. Сиб. изд. фирма РАН, 1998. — 302 с.
13. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность (ТЭК и государство). — М., МГФ «Знание», 2000. — 304 с.
14. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена Распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 года № 1715. — URL: <http://www.government.ru>
15. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Утверждена Распоряжением Правительства РФ от 28 августа 2003 года № 1234-р. // Информационно-правовая система «КонсультантПлюс».
16. BP Statistical Review of World Energy. June 2013.
17. Ресурсно-инновационное развитие России / Под. ред. А.М. Мастепанова и Н.И. Комкова. Изд. 2-е, доп. — М., Институт компьютерных исследований, 2014. — 744 с.
18. Энергопартнерство в Северо-Восточной Азии. О проекте российского трубопроводного газа в Республику Корея // НГ-ЭНЕРГИЯ. Приложение к Независимой газете. 2013, 12 февраля. — С. 11.

19. Мاستепанов А.М., Сумин А.М. Энергетическое сотрудничество и проблемы обеспечения энергетической безопасности в Северо-восточной Азии: взгляд из России // Экологический вестник России. 2016, № 2. — С. 16–21.
20. APEC Ministers open new chapter in energy cooperation with Beijing Declaration. Beijing, China, 3 Sep 2014. — URL: http://www.apec.org/Press/News-Releases/2014/0903_EMM.aspx
21. 2014 APEC Energy Ministerial Meeting. — URL: http://www.apec.org/Meeting-Papers/Ministerial-Statements/Energy/2014_energy.aspx
22. Kanchana Kamonphorn, Unesaki Hironobu. ASEAN Energy Security: An indicator-based assessment. 11th Eco-Energy and Materials Science and Engineering (11th EMSES). Energy Procedia, 56 (2014). — P. 163–171.
23. Koyama K. Inside Japan's Long-term Energy Policy // Japan SPOTLIGHT. September/October 2015. — P. 42–45.
24. Morikawa T. Gas Markets in 2015: Outlook and Challenges. IEEJ, December 19, 2014.
25. Справочно-аналитические материалы по энергетике стран Азиатско-Тихоокеанского региона (подготовлены к заседанию Комиссии при Президенте РФ по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности). — М., Октябрь, 2015. — 36 с.
26. FAO. Приложение к отчету III. Оценка рынка в России, Китае, Японии и Южной Кореи. — URL: <http://www.east-agri.org/meetings/docs/meeting100/Annex%20Report%20III%20Markets%20RUS.pdf>
27. Япония возобновила работу третьего атомного реактора после аварии 2011 года. — URL: <http://www.atomic-energy.ru/news/2016/02/01/62933>
28. Asia/World Energy Outlook 2015. The Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ). The 421st Forum on Research Works, October 21, 2015. — URL: <http://www.eneken.iej.or.jp/data/6371.pdf>; <http://www.eneken.iej.or.jp/data/6372.pdf>; http://www.eneken.iej.or.jp/en/press/Annex_20151022.pdf
29. Мастепанов А.М., Сидоренко С.А., Ковтун В.В. Правильный поворот на Восток. Развитие сотрудничества с КНР в газовой сфере является не следствием западных санкций, а результатом продуманной долгосрочной государственной политики // Нефть России. 2015, № 5–6. — С. 16–25.
30. Мастепанов А.М., Ковтун В.В. Китай формирует газовую промышленность XXI века // Нефтегазовая вертикаль. 2012, № 6. — С. 42–56.
31. IEEJ e-NEWSLETTER. № 80, February 16, 2016. — URL: <http://www.eneken.iej.or.jp/en/jeb/160216.pdf>
32. World Energy Outlook 2015. OECD/IEA, 2015.
33. Energy Climate and Change. World Energy Outlook Special Report. OECD/IEA, 2015.
34. URL: http://www.rusecounion.ru/poprostomu_INDC
35. Energy Info. Korea. Published by KEEI (Korea Energy Economics Institute, Republic of Korea) 2015. — 97 p.
36. Korea Energy Demand Outlook. KEEI. Fall Issue, 2015. — 17 p.
37. Korea Gas Corporation. Results of FY2015. Investor Presentation. — URL: <http://www.kogas.or.kr/>
38. URL: <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=KOR>
39. Key World Energy STATISTICS 2015. OECD/IEA, 2015.
40. IGU World LNG Report-2015 Edition. — 99 p.
41. Азии много газа не надо // Ведомости. 2015, 1 октября, № 3929.
42. Мастепанов А.М. О проекте поставок российского трубопроводного газа в Республику Корея // Энергетическая политика. 2012, вып. 6. — С. 57–63.
43. Мастепанов А.М. ОАО «Газпром» и его деятельность на Востоке России. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. — 86 с.
44. Мастепанов А.М. Реализация «газового контракта» с Китаем: проблемы и возможности // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. Научно-экономич. журнал. 2015, № 3. — С. 4–10; № 4. — С. 4–10.
45. Мастепанов А.М. О диверсификации экспортных поставок российского газа и восточном векторе энергетической политики России // Энергетическая политика. 2014, вып. 3. — С. 35–42.
46. Мастепанов А.М. Инновационное развитие в условиях санкций. Некоторые размышления об энергополитике, настоящем и будущем российской энергетики // Энергетическая политика. 2014, вып. 6. — С. 39–45.
47. Мастепанов А.М., Шафраник Ю.К. Российская энергетика: выбор развития в новых условиях // Энергетическая политика. 2014, вып. 5. — С. 21–31.
48. Мастепанов А.М. И еще раз о необходимости перехода экономики России на ресурсно-инновационный путь развития // Бурение и нефть. 2014, № 11. — С. 4–6.
49. Дмитриевский А.Н., Мастепанов А.М. К вопросу о разработке новой энергетической стратегии России // Энергетическая политика. 2013, вып. 2. — С. 25–33.
50. Мастепанов А.М. Развитие газовой промышленности на Востоке России в условиях новых вызовов / Доклад на Конференции «Развитие российской газовой промышленности на Дальнем Востоке России. Выход на рынки стран АТР» в рамках IV Петербургского международного газового форума. Санкт-Петербург, 8 октября 2014 года.
51. Мастепанов А.М. Энергетическое сотрудничество в новых геополитических условиях. Некоторые оценки и перспективы // Энергетическая политика. 2015, вып. 1. — С. 13–23.
52. URL: http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=544:will-korea-be-the-next-ukraine&catid=143:issue-content&Itemid=433
53. URL: <http://www.gazprom.ru>
54. URL: http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=544:will-korea-be-the-next-ukraine&catid=143:issue-content&Itemid=433
55. Hard Truths, Difficult Choices. Recommendations to the G-7 on Bolstering Energy Security. Institute for the Analysis of Global Security, May 2014. — 32 p.

56. National Security Strategy. February 2015. The White House Washington. — 35 p.
57. Проект Энергостратегии Российской Федерации на период до 2035 года (редакция от 30 сентября 2015 года). — URL: <http://www.minenergo.gov.ru/node/1920>
58. Проект Энергетической стратегии России на период до 2035 года. — URL: <http://www.minenergo.gov.ru/upload/iblock/665/665a6512e64ffd5e3d30d9448d7b7fff.pdf> (был доступен до середины сентября 2015 года).

References

1. Security and Cooperation in Northeast Asia: the Russian-South Korean Experts Joint Paper // RIAC, Working Paper. 2015, № 25. — М.: Spetskniga, 2015. — 28 p.
2. *Mastepanov A.M.* Support of Energy Security throughout the Eurasia Space. Problems of Economics and Management of Oil and Gas Complex // Scientific and Economic Journal. 2015, № 11. — P. 5–13.
3. *Mastepanov A.M.* Ensuring Energy Security: Search for Solutions under New Challenges Conditions // Neftegaz.RU. 2015, № 10. — P. 18–29.
4. Energy Priorities and Security of Russia (oil-gas complex) / under the general editorship of A.M. Mastepanov. — М.: Gazprom expo LLC, 2013. — P. 336.
5. *Denchev K.* World Energy Security: History and Prospects. — URL: http://www.hist.msu.ru/Journals/NNI/pdfs/Denchev_2010.pdf
6. *Mandil Cl.* Energy Security: the IEA's Perspective. — New Orleans, 2007. — P. 18. — URL: <http://www.iea.org/rexthbase/speech/2007/mandil/NewOrleans.pdf>
7. *Mastepanov A.M.* Japan's methane hydrate programme // Gas Industry. 2014, № 5, May. — P. 39–44.
8. *Mastepanov A.M.* Gas Hydrates in the Projected World Energy Mix: Evaluations, Problems and Necessary Conditions // Economy and Oil-Gas Complex Management Problems. Science and Economy Journal. 2014, № 5. — P. 42–47.
9. *Mastepanov A.M.* Will There Be «Gas Hydrate Revolution»? // Oil of Russia. 2014, June. — P. 50–55.
10. *Mastepanov A.M.* Gas Hydrates: A long Way in 250 Years (From Laboratory Research to the Place in the World Energy Mix). — М.: IC Energy, 2014. — P. 272
11. *Mastepanov A.M.* Gas hydrates as an energy source of the future: achievements, problems and future challenges // Environmental Bulletin of Russia. 2015, № 4. — P. 20–29; № 5. — P. 20–25; № 6. — P. 6–21.
12. Energy Security of Russia // Siberian publishing company of the Russian Academy of Sciences, 1998. — Novosibirsk: Nauka. — P. 302.
13. Security of Russia. Legal, Social, Economic, Scientific and Technological Aspects. Energy Security (Fuel & Energy Complex and the State). — М.: MGF «Znanie», 2000. — P. 304.
14. Russia's Energy Strategy to 2030. Approved by the Order of the Government of the Russian Federation № 1715 of November 13, 2009. — URL: <http://www.government.ru>.
15. Russia's Energy Strategy to 2020. Approved by the Order of the Government of the Russian Federation № 1234-p of August 28, 2003, KonsultantPlus Legal Information System.
16. BP Statistical Review of World Energy. June, 2013.
17. Resource and Innovation Development of Russia. 2nd Enlarged Edition / Under the editorship of A.M. Mastepanov and N.I. Komkov. — М.: Computer Research Institute, 2014. — P. 744.
18. Energy Partnership in Northeast Asia. On the Project of the Gas Pipeline to the Republic of Korea // NG-ENERGIA. Nezavisimaya Gazeta supplement. 2013, February 12, Tue. — P. 11.
19. *Mastepanov A.M., A.M. Sumin.* Energy Cooperation and Issues of Energy Security in Northeast Asia: a View from Russia// Environmental Bulletin of Russia. 2016, № 2. — P. 16–21.
20. APEC Ministers Open New Chapter in Energy Cooperation with Beijing Declaration. — Beijing, 2014, Sep. 3. — URL: http://www.apec.org/Press/News-releases/2014/0903_EMM.aspx
21. 2014 APEC Energy Ministerial Meeting. — URL: http://www.apec.org/Meeting-Papers/Ministerial-Statements/Energy/2014_energy.aspx
22. *Kamonphorn K., Hironobu U.* ASEAN Energy Security: An indicator-based assessment / 11th Eco-Energy and Materials Science and Engineering // Energy Procedia. 2014, № 56. — P. 163–171.
23. *Koyama K.* Inside Japan's Long-term Energy Policy // Japan SPOTLIGHT. 2015, September/October. — P. 42–45.
24. *Tetsuo M.* Gas Markets in 2015: Outlook and Challenges // IEEJ. 2014, December 19.
25. Reference and Analytical Materials on the Asia-Pacific Region Energy (prepared for the meeting of the Presidential Commission on Fuel & Energy Complex Development Strategy and Ecological Security). — М., 2015, October. — P. 36.
26. FAO. Supplement to report III. Russia, China, Japan and South Korea Markets Evaluation. — URL: <http://www.east-agri.org/meetings/docs/meeting100/Annex%20Report%20III%20Markets%20RUS.pdf>
27. Third Japanese Reactor Resumes Operation after 2011 Nuclear Accident. — URL: <http://www.atomic-energy.ru/news/2016/02/01/62933>
28. Asia/World Energy Outlook 2015. The Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ). The 421st Forum on Research Works. 2015, October 21. — URL: <http://www.eneken.ieej.or.jp/data/6371.pdf>; <http://www.eneken.ieej.or.jp/data/6372.pdf>; http://www.eneken.ieej.or.jp/en/press/Annex_20151022.pdf
29. *Mastepanov A.M., Sidorenko S.A., Kovtun V.V.* Proper Turn to the East. Development of Cooperation with China in the Natural Gas Sector is not a Result of the Western Sanctions but a Result of Well Thought-Out, Long-Term State Policy // Oil of Russia. 2015, № 5–6. — P. 16–25.

30. *Mastepanov A.M., Kovtun V.V.* China Shapes XXI Century Gas Industry // *Neftegazovaya vertikal*. 2012, № 6. — P. 42–56.
31. IEEJ e-NEWSLETTER. 2016, № 80, February 16. — URL: <http://www.eneken.ieej.or.jp/en/jeb/160216.pdf>
32. World Energy Outlook 2015. OECD/IEA, 2015.
33. Energy Climate and Change. World Energy Outlook Special Report. OECD/IEA, 2015.
34. URL: http://www.rusecounion.ru/poprostomu_INDC
35. Energy Info. Korea. Published by KEEI (Korea Energy Economics Institute, Republic of Korea). 2015. — P. 97.
36. Korea Energy Demand Outlook. KEEI. Fall Issue, 2015. — P. 17.
37. Korea Gas Corporation. Results of FY2015. Investor Presentation. — URL: <http://www.kogas.or.kr>
38. URL: <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=KOR>
39. Key World Energy STATISTICS 2015. OECD/IEA, 2015.
40. IGU World LNG Report-2015 Edition. — P. 99.
41. A Lot of Gas isn't Necessary for Asia // *Vedomosti*. 2015, № 3929, October, 1.
42. *Mastepanov A.M.* Regarding the Project of Russian Pipeline Gas Supply to the Republic of Korea // *Energy Policy (Energeticheskaya Politika)*. 2012, Issue 6. — P. 57–63.
43. *Mastepanov A.M.* Gazprom PAO and Its Activity in the East of Russia. Tumen, Tumen Oil and Gas State University, 2013. — P. 86.
44. *Mastepanov A.M.* Implementation of «Gas Contract» with China: Problems and Possibilities. Problems of Economics and Management of Oil and Gas Complex // *Science and Economy Journal*. 2015, № 3. — P. 4–10; № 4. — P. 4–10.
45. *Mastepanov A.M.* The Diversification of the Russian Gas Exports and East Energy Policy of Russian Federation // *Energy Policy (Energeticheskaya Politika)*. 2014, Issue 3. — P. 35–42.
46. *Mastepanov A.M.* Innovative Development in the Time of Sanctions — Some Thoughts on Energy Policy, Present and Future of Russian Energy Sector // *Energy Policy (Energeticheskaya Politika)*. 2014, Issue 6. — P. 39–45.
47. *Mastepanov A.M., Y. Shafranik.* Russian Energy Sector: Developmental Choice in the New Conditions // *Energy Policy (Energeticheskaya Politika)*. 2014, Issue 5. — P. 21–31.
48. *Mastepanov A.M.* Once again about the necessity of the Russian Economy Transition to the Resource and Innovation Way of Development // *Burenie & Neft*. 2014, № 11. — P. 4–6.
49. *Dmitrievsky A., Mastepanov A.* On the Development of New Energy Strategy of Russian Federation // *Energy Policy (Energeticheskaya Politika)*. 2013, Issue 2. — P. 25–33.
50. *Mastepanov A.M.* Development of the Russian Gas Industry in the East of Russia under New Challenges Conditions. Conference «Development of the Russian Gas Industry in the Russian Far East. Access to the Asian-Pacific Markets» Speaker Papers. IV St. Petersburg International Gas Forum. — Saint Petersburg. 2014, October 8.
51. *Mastepanov A.M.* Energy Cooperation in New Geopolitical Conditions: Some Estimations and Projections // *Energy Policy (Energeticheskaya Politika)*. 2015, Issue 1. — P. 13–23.
52. URL: http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=544:will-korea-be-the-next-ukraine&catid=143:issue-content&Itemid=433
53. URL: <http://www.gazprom.ru>
54. URL: http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=544:will-korea-be-the-next-ukraine&catid=143:issue-content&Itemid=433
55. Hard Truths, Difficult Choices. Recommendations to the G-7 on Bolstering Energy Security // Institute for the Analysis of Global Security. 2014, May. — P. 32.
56. National Security Strategy. February 2015 // The White House Washington. — P. 35.
57. Draft of the Energy Strategy of the Russian Federation 2035 (30.09.2015 revised). — URL: <http://www.minenergo.gov.ru/node/1920>
58. Draft of the Energy Strategy of the Russian Federation 2035. — URL: <http://www.minenergo.gov.ru/upload/iblock/665/665a6512e64ffd5e3d30d9448d7b7fff.pdf> (available until mid-September 2015).



УДК 620.92

Перспективы применения автономных источников энергии при транспортировке и распределении газа

В.А. Карасевич, кандидат технических наук, ООО «ИНЖПРОГРУПП»

А.С. Черных, ООО «ИНЖПРОГРУПП»

А.А. Яковлев, ООО «ИНЖПРОГРУПП»

Аннотация. В данной статье рассматриваются бестопливные технологии генерации электроэнергии и возможность их использования в качестве автономных источников электроснабжения объектов транспортировки и распределения газа.

Ключевые слова: автономные источники энергии, электроснабжение, газораспределительные станции, газорегуляторные пункты, детандерные электроагрегаты, турбодетандеры, возобновляемые источники энергии.

Possibilities of application of autonomous power sources in transmission and distribution gas system

V.A. Karasevich, PhD, ENGPROGROUP LLC

A.S. Chernykh, ENGPROGROUP LLC

A.A. Yakovlev, ENGPROGROUP LLC

Abstract. The article is about the possibility of use autonomous energy sources for power generation for gas transmission and distribution systems.

Keywords: autonomous energy sources, electric power supply, gas-distribution stations, gas-reduced stations, expander-drive generator, turbo expanders, renewable energy sources.

Российская газотранспортная и газораспределительная системы — одни из самых протяженных в мире. Протяженность магистральных газопроводов составляет 170,7 тыс. км, их обслуживают 250 компрессорных станций (КС) с общей мощностью газоперекачивающих агрегатов 46,1 ГВт и более чем 3500 газораспределительных станций (ГРС) и контрольно-распределительных пунктов (КРП). Протяженность газораспределительных сетей России составляет около 700 тыс. км, свыше 250 тыс. пунктов редуцирования газа (ГРП), свыше 90 тыс. установок электрохимической защиты (ЭХЗ) [1, 2, 3].

Тенденция роста тарифов на электроэнергию, а также высокая

стоимость технологического присоединения к электрическим сетям заставляют искать альтернативные источники электроснабжения. Особую актуальность эта проблема приобретает при строительстве новых инфраструктурных объектов, значительно удаленных от стационарных источников электроэнергии, а также в случае дефицита располагаемой мощности существующего источника электропитания. На существующих объектах все эти факторы приводят к увеличению капитальных и эксплуатационных затрат, а также увеличенному сроку окупаемости проектов строительства.

В качестве примера, можно привести выставленную электро-

энергетиками стоимость технологического присоединения к электрическим сетям в одном из проектов, в которых принимали участие авторы статьи — 1,5 млн руб. за 1 кВт установленной мощности.

В настоящее время разработана и готовится к вводу в действие новая редакция СТО «Газпрома» «Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО «Газпром», в которой учитываются последние изменения в нормативных документах, правилах и директивных материалах государственных органов надзора, а также инструкций по эксплуатации оборудования и электроустановок, эксплуатируемых в компании. В частности, в качестве авто-

номных источников электроснабжения рекомендуются к использованию детандерные и турбодетандерные агрегаты, термоэлектрические установки и генераторы, а также привлечение возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Установки на базе возобновляемой энергетики

Электроустановки с применением солнечных панелей активно применяются ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» и ООО «Газпром трансгаз Югорск». Они используются на самом высокогорном магистральном газопроводе в мире «Дзуарикау — Цхинвал», связывающем энергетическим мостом Северную и Южную Осетию, а также на перевалочном комплексе «Шесхарис» магистрального нефтепровода ОАО «АК «Транснефть».

Также в ПАО «Газпром» активно ведется работа по разработке и внедрению термоэлектрических генераторов и автономных источников энергии на базе двигателя Стирлинга [4]. НК «Роснефть» также планирует использование автономных источников на строящемся нефтеконденсатопроводе Восточно-Уренгойского лицензионного участка. [5]

Из смежных отраслей следует отметить опыт компании «НОВА-ТЭК» по применению автономных источников энергии для электроснабжения конденсатопровода, соединяющего Юрхаровское нефтегазоконденсатное месторождение и Пуровский завод по переработке конденсата [6]. Вдоль трассы для энергообеспечения системы телемеханики и крановых узлов конденсатопровода длиной в 326 км установлен 51 комплект ветрогенераторных установок и солнечных батарей от компании НПО «Вымпел» (рис. 1). В результате компания отказалась от дорогостоящих мероприятий по прокладке линий электропередач, что позволило, по нашим оценкам, более чем в два раза снизить капитальные затраты



Рис. 1. Комплект энергоустановок НПО «Вымпел»

на электроснабжение объекта. Данный опыт может быть успешно реализован и на вновь строящихся магистральных газопроводах.

Турбодетандеры и детандеры

На объектах газотранспортной системы имеется возможность развития бестопливной генерации электроэнергии за счет срабатывания избыточной энергии потока транспортируемого газа в виде перепада давлений в детандерных электроагрегатах (ДЭА). В ДЭА происходит преобразование энергии расширения потока газа в детандере с передачей крутящего момента на вал электрогенератора.

ПАО «Газпром» рассматривает возможность применения турбодетандерных электроагрегатов мощностью от 1 до 20 кВт [4]. Этот

диапазон мощностей, в большинстве случаев достаточен для покрытия всех потребностей ГРС в электроэнергии.

Пионерами по разработке и внедрению турбодетандерных электроагрегатов на магистральных газопроводах выступило ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» (в партнерстве с ЗАО «Научно-производственная компания «НТЛ»). Схема подключения агрегата представлена на рис. 2. В настоящий момент на ГРС ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» успешно работают агрегаты мощностью 1,2 и 5 кВт.

Также ведутся работы по разработке и внедрению турбодетандерных электроагрегатов в ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», ООО «Газпром газораспределение Ленинградская область».

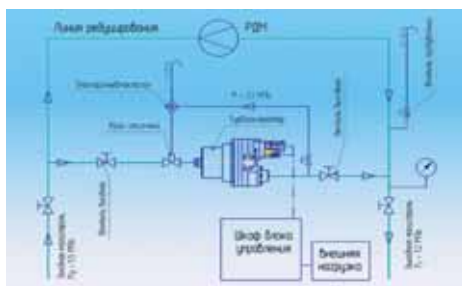


Рис. 2. Схема подключения ДЭА к газовой сети



В ОАО «Газпром» регулярно разрабатываются программы по применению турбодетандерных электрических агрегатов для обеспечения собственных нужд ГРС. Последняя такая программа была разработана в 2015 году и предусматривает, в том числе, выработку на ГРС сжиженного природного газа (СПГ).

Представляет практический интерес установка турбодетандерных электроагрегатов мощностью 100 кВт и выше для редуцирования газа, расходуемого на собственные технологические нужды на компрессорных станциях в магистральном транспорте газа и одновременной выработкой электроэнергии. Подогрев газа перед впуском в турбодетандер можно осуществить за счет использования потенциала ВЭР — тепловой энергии, получаемой в утилизационных теплообменниках газоперекачивающих агрегатов.

ООО «ИНЖПРОГРУПП» для газораспределительных организаций разработаны детандерные электроагрегаты шестеренного и ро-



Рис. 3. Опытный образец ДЭА мощностью 1 кВт

торного типов мощностью 0,5–5 кВт (рис. 3), как постоянного напряжения номиналом 12–48 В, так и переменного 230 В, работающие при входном давлении от 0,1 МПа и расходе газа через детандер от 60 м³/ч. Данные агрегаты, в отличие от турбодетандерных установок, для работы которых тре-

буются высокие величины входного давления и расхода газа, могут быть использованы для организации автономного энергоснабжения газорегуляторных пунктов, станций катодной защиты трубопроводов и других электроприемников вдоль трассовой инфраструктуры.

Список литературы

1. Материалы с интернет-сайта ОАО «Газпром». — URL: <http://www.gazprom.ru>
2. Материалы с интернет-сайта ООО «Газпром трансгаз Москва». — URL: <http://www.moskva-tr.gazprom.ru>
3. Материалы с интернет-сайта ООО «Газпром газораспределение». — URL: <http://www.gazoraspredelenie.gazprom.ru>
4. Ишков А.Г. Энергосбережение помогает «Газпрому» не только минимизировать воздействие на природу, но и экономить миллиарды рублей. — URL: <http://www.gazprom.ru/press/reports/2011/energy-saving>
5. URL: <http://www.zakupki.rosneft.ru/files/zakup>
6. Материалы с интернет-сайта компании ОАО «НОВАТЭК». — URL: <http://www.novatek.ru>
7. Материалы ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург». — URL: <http://www.ekaterinburg-tr.gazprom.ru>
8. Материалы с сайта ЗАО «Научно-производственная компания «НТЛ». — URL: <http://www.npk-ntl.ru>
9. Газовикам есть чем гордиться. А.В. Завгороднев о производстве и ответственности // «Аргументы и факты». Ставропольский край. 2015, № 23, 3 июня.
10. Каталог компании НПО «Вымпел». — URL: <http://www.npovympel.ru>

References

1. Information from Gazprom internet site. — URL: <http://www.gazprom.ru>
2. Information from Gazprom transgaz Moscow internet site. — URL: <http://www.moskva-tr.gazprom.ru>
3. Information from Gazprom gazoraspredelenie internet site. — URL: <http://www.gazoraspredelenie.gazprom.ru>
4. Ishkov A.G. Energy saving help Gazprom not only to reduce environmental impact but also to save billions rubles. — URL: <http://www.gazprom.ru/press/reports/2011/energy-saving>
5. URL: <http://www.zakupki.rosneft.ru/files/zakup>
6. Information from Novatek internet site. — URL: <http://www.novatek.ru>
7. Information from ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» internet site. — URL: <http://www.ekaterinburg-tr.gazprom.ru>
8. Information from ЗАО «НПК «НТЛ» internet site. — URL: <http://www.npk-ntl.ru>
9. Gas people have achievements to be proud. A.V. Zavgorodnev about production activity and responsibility // «Argumenty I facty». Stavropol. 2015, № 23, June, 03.
10. Catalogue of the company NPO Vypmel. — URL: <http://www.npovympel.ru>



Газовые ресурсы Восточной Сибири

АО «СНИИГГИМС», НОВОСИБИРСК

А.А. Вымятин, заведующий лабораторией

П.И. Новиков, заведующий группой

Е.В. Смирнов, заместитель генерального директора, кандидат геолого-минералогических наук

П.Н. Соболев, заведующий отделом, кандидат геолого-минералогических наук

Аннотация. в статье рассматриваются перспективы освоения газовых ресурсов Восточной Сибири, основные нефтегазоносные комплексы и нефтегазоматеринские породы, выделен ряд нефтегазоперспективных зон в пределах которых целесообразно сосредоточить геолого-разведочные работы, приведена оценка современного состояния ресурсной базы свободного газа и ее структура.

Ключевые слова: Восточная Сибирь; Сибирская платформа; газ; геолого-разведочные работы; нефтегазоносные комплексы; нефтегазоматеринские толщи; ресурсы; запасы; перспективные нефтегазоносные зоны.

Gas Resources of Eastern Siberia

SNIIGGIMS, NOVOSIBIRSK

A.A. Vymyatyn, Laboratory Head

P.I. Novikov, Group Head

E.V. Smirnov, Deputy Director General, PhD in Geology and Mineralogy

P.N. Sobolev, Department Head, PhD in Geology and Mineralogy

Abstract. The article considers prospects to develop gas resources of Eastern Siberia as well as major gas plays and gas source rocks. A number of promising petroleum zones have been outlined, which are feasible to explore. Current state of free gas resource base and its structure has been analysed.

Keywords: Eastern Siberia; Siberian Platform; gas; geological exploration; petroleum plays; petroleum-bearing strata; resources; reserves; promising petroleum zones.

Рассматриваемая территория обладает значительными разведанными запасами нефти и природного газа, а также огромными прогнозными и перспективными ресурсами.

Объемы углеводородов (УВ) неравномерно рассредоточены на значительной территории в стратиграфическом диапазоне от рифея до мела включительно на глубинах 1,5–4,5 км.

Природные Восточной Сибири газы бессернистые, преимущественно этаносодержащие (этан

3,4–6,1%, пропан 1,1–1,7%, бутан 0,4–1,1%). Газы Восточной Сибири содержат в промышленных концентрациях гелий — ценное минеральное сырье.

Длительное время освоение нефтегазовых ресурсов Сибирской платформы сдерживалось нерешенностью ряда проблем. Рассматриваемая территория характеризуется низкой степенью изученности, большой удаленностью от рынков сбыта, отсутствием производственной и транспортной инфраструктуры. Строительство

трубопроводов «Восточная Сибирь — Тихий океан» и «Сила Сибири» делает гораздо более актуальными задачи разведки и разработки ресурсов Сибирской платформы. Проблема освоения минерально-ресурсного потенциала крупных перспективных районов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) имеет многоплановый и многоцелевой характер, требует комплексного подхода, координации действий и согласования интересов всех участников.

Нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской провинции

Осадочный чехол в Сибирской платформе составлен отложениями рифея, венда, палеозоя и мезозоя. Резервуары приурочены к карбонатным и песчаниковым толщам. Покрышками являются глинисто-карбонатные, соленосно-карбонатные и глинистые толщи.

Последовательность чередования преимущественно проницаемых и экранирующих толщ позволила расчленить осадочный чехол на основные (рифейский, вендский, верхневендско-нижнекембрийский) и второстепенные (ордовикско-девонский и каменноугольно-пермский) нефтегазоносные комплексы.

Резервуары находятся в основном в нижних и средних частях комплексов. Их верхние части представлены региональными покрышками. Только у рифейского НГК нет региональной покрышки, так как во время предвендского перерыва размыта различная, часто значительная часть рифейских образований.

В вендском и каменноугольно-пермском НГК резервуары приурочены к песчаниковым телам, в верхневендско-нижнекембрийском и кембрийском НГК — к карбонатным, а в рифейском и ордовикско-девонском — к песчаниковым и карбонатным телам. Региональной покрышкой в вендском НГК являются сульфатно-карбонатные и глинисто-карбонатные толщи, в верхневендско-нижнекембрийском — соленосные на юге и глинисто-карбонатные на севере провинции толщи, в кембрийском и ордовикско-девонском комплексах — глинистые и глинисто-карбонатные толщи, а в каменноугольно-пермском — глинистые и глинисто-туфогенные толщи.

Рифейский и вендский нефтегазоносный комплекс является в настоящее время наиболее изученным на территории Сибирской платформы.

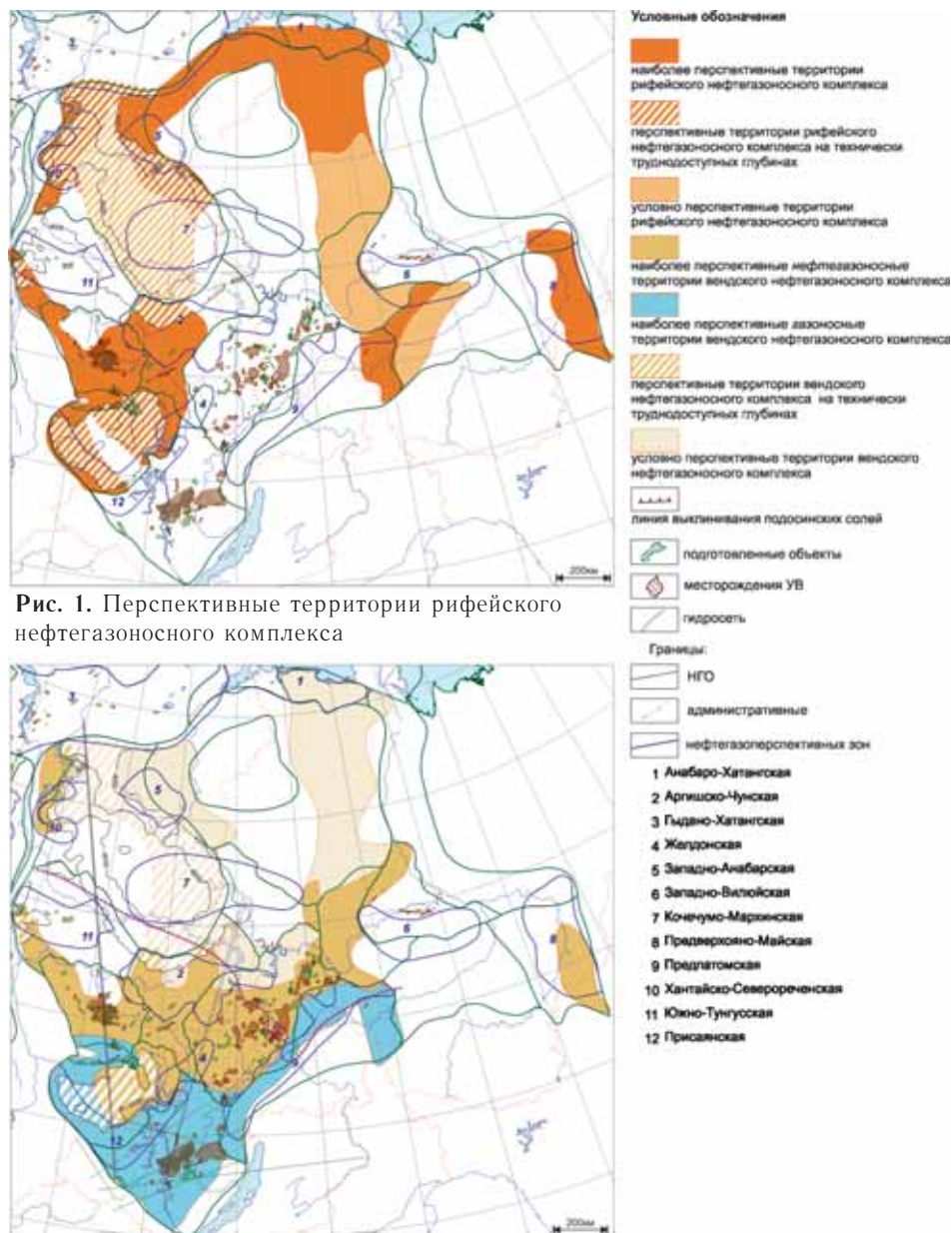


Рис. 1. Перспективные территории рифейского нефтегазоносного комплекса

Рис. 2. Перспективные территории рифейского нефтегазоносного комплекса

В Рифейском резервуаре коллекторами для залежей УВ являются кавернозные известняки и доломиты, выходящие на предвендскую эрозионную поверхность (рис. 1). Коллекторские свойства связаны с составом пород, длительностью перерыва в осадконакоплении между рифеем и вендом и с процессами разломной тектоники в конце рифейского времени. Для рифейского НГК характерны трещинно-каверновые, порово-каверно-трещинные, трещинно-карстовые коллектора. Залежи в та-

ком случае ожидаются массивные, литологически и тектонически-экранированные.

Вендский комплекс составлен чередованием песчаников, аргиллитов и алевролитов. Резервуары приурочены к пластам песчаников, они характеризуются повышенной пористостью в зонах, где мощности вендского НГК уменьшаются. В этих зонах фиксируется улучшение сортировки и окатанности зерен (рис. 2). Предполагается, что такие песчаники сформировались в прибрежных частях

морского бассейна. Как правило, тела песчаников вытянуты параллельно линии выклинивания вендского НГК. С увеличением толщины комплекса степень сортированности терригенного материала уменьшается, ухудшаются коллекторские свойства. Ловушки вендского комплекса неантиклинальные, литологически и тектонически-экранированные и смешанные.

Верхневендско-нижнекембрийский нефтегазоносный комплекс распространен повсеместно на территории Сибирской платформы. Он составлен чередованием карбонатов с глинистыми карбонатами, а в верхней части — с соленосными карбонатами. Распространение резервуаров спорадическое и обусловлено обстановками седиментации карбонатов и процессами их вторичного преобразования. Коллектора относятся к трещинно-поровому типу.

Крупные залежи нефти в верхневендско-нижнекембрийском комплексе известны на территории Непско-Ботуобинской антеклизы (Талаканское, Верхнечонское и др. месторождения). Горизонты выдержаны, но в настоящее время не найдены надежные поисковые признаки для прогноза зон развития коллектора. Наиболее перспективными являются органогенные постройки осинского горизонта и зоны возможной трещиноватости над выступами фундамента (рис. 3).

Учитывая отсутствие в настоящее время надежных технологий поиска и картирования ловушек и залежей верхневендско-нижнекембрийского комплекса, и в то же время его относительно высокие перспективы на всей территории, предлагается его разведка попутно с объектами рифейского и вендского НГК.

Кембрийский нефтегазоносный комплекс крайне слабо и нерегулярно изучен и требует проведения геологоразведочных работ регионального этапа, включающе-

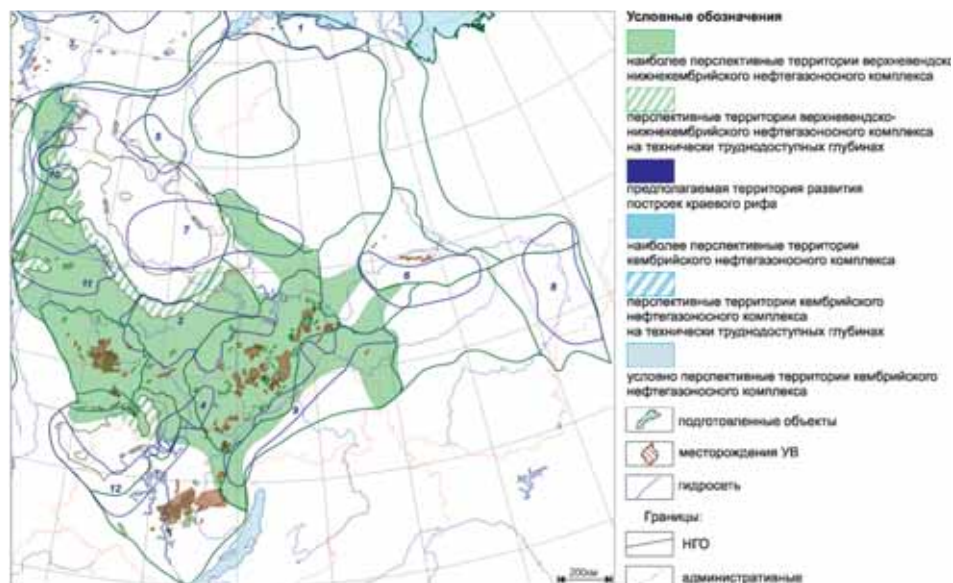


Рис. 3. Перспективные территории верхневендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса

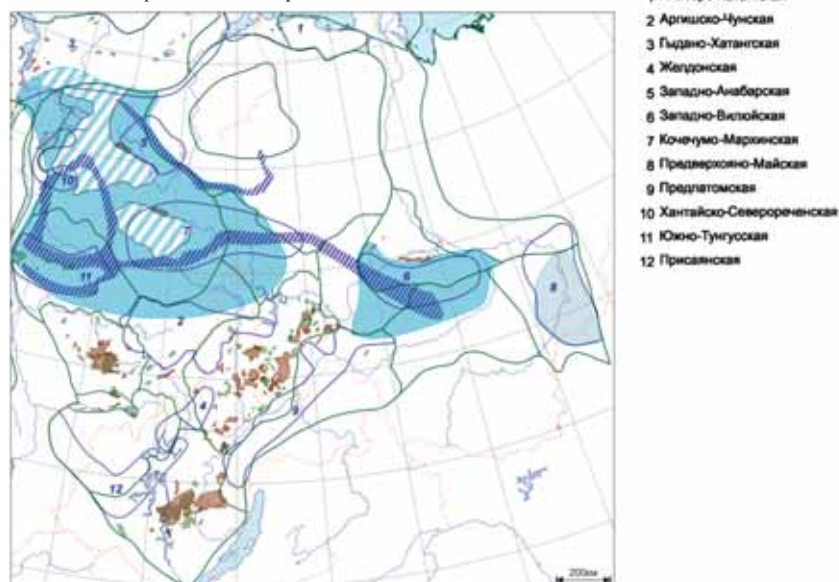


Рис. 4. Перспективные территории кембрийского нефтегазоносного комплекса

го параметрическое бурение и сеть опорных профилей.

Нижне-среднекембрийские отложения развиты на всей территории Сибирской платформы. Они стратиграфически залегают на вендских образованиях и перекрыты породами верхоленской свиты среднего-верхнего кембрия. По условиям седиментации разрезы этого стратиграфического диапозона существенно различаются, между фациями открытого моря и солеродной лагуны развита протяженная зона, где в разрезе нижнего-

среднего кембрия широко распространены водорослевые постройки различных площадей и размеров и шлейфы обломочных карбонатов. Эта зона шириной в несколько десятков километров рассматривается в качестве седиментационного (рифогенного) барьера, отделяющего солеродную лагуну от некомпенсированного прогиба на северо-востоке платформы.

Перспективы кембрийского комплекса территориально связаны с широкой зоной на бортах Курейской синеклизы, где рифовые

теклизы от Талаканского поднятия до Мирнинского свода (Талаканское, Чаяндинское, Среднеботобинское и др. месторождения). Со вторым очагом связано формирование крупных скоплений УВ на юго-востоке Ангара-Ленской ступени и юго-западе НБА (Ковыктинское, Марковское, Ярактинское и др. месторождения).

На северо-западе зоны наибольшей интенсивности процессов газообразования связаны с Иркенеево-Ванаврской (широтной) и Чуньско-Котуйской (меридиональной) частями Ангара-Котуйского рифейского палеобассейна. В его центральных частях интенсивности генерации газообразных УВ прогнозируются в объемах 1000–2500 млн м³ на км². В плане зоны интенсивных процессов нефтегазообразования окружают центральную часть Байкитской антеклизы с юга, юго-запада и юго-востока. Такое распределение очагов нефтегазообразования обеспечивало формирование скоплений УВ в пределах антеклизы.

Нефтегазоперспективные зоны

По инициативе Федерального агентства по недропользованию (Роснедра) в 2012 году при участии ведущих отраслевых НИИ на территории нефтегазоносных провинций РФ были выделены нефтегазоперспективные зоны, в пределах которых в ближайшие годы планировалось сосредоточить основные объемы ГРП первого этапа региональной стадии изучения на нефть и газ.

Нефтегазоперспективные зоны представляют собой слабоизученные геолого-разведочными работами части нефтегазоносных территорий (провинций, областей, в том числе групп смежных областей), в пределах которых прогнозируются как одиночные, так и сквозные или территориально сближенные зоны нефтегазонакопления.

По результатам изучения глубинного строения и комплексного анализа всей совокупности геоло-

го-геофизических материалов на территории Сибирской платформы и ее мезозойского обрамления было выделено 12 нефтегазоперспективных зон: Анабаро-Хатангская, Аргинско-Чуньская, Гыдано-Хатангская, Желдонская, Западно-Анабарская, Западно-Вилуйская, Кочечумско-Мархинская, Предверхожно-Майская, Предпатомская, Хантайско-Северореченская, Южно-Тунгусская (табл.).

Анабаро-Хатангская зона общей площадью 84 тыс. км² занимает северо-восток Красноярского края и северо-западную часть Республики Саха (Якутия). В нефтегазоносном отношении приурочена к Лено-Тунгусской НГП, соответственно к Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО. Основные перспективы связаны с ордовико-девонским и каменноугольно-пермским комплексами. Первоочередным объектом изучения является подготовленная Балыктахская структура с ресурсами нефти 6,5 млн т (согласно Государственному балансу).

Аргинско-Чуньская зона общей площадью 117 тыс. км² выделена в центральной части Сибирской платформы и охватывает территории че-

тырех крупных тектонических структур — северо-восточный склон Байкитской антеклизы, южный борт Курейской синеклизы, северную часть Катангской седловины и северо-западный склон Непско-Ботобинской антеклизы. Основные перспективы связаны с рифейским, вендским и кембрийским нефтегазоносными комплексами. Первоочередными объектами изучения являются органогенные постройки осинского горизонта кембрия, антиклинальные и неантиклинальные ловушки, связанные с песчаниками венда, а также стратиграфические и тектонически экранированные ловушки в верхней части рифея. На территории зоны согласно государственному балансу состоят следующие структуры с ресурсами нефти: Хамаркарская — 48 млн т, Кочемская — 8 млн т, Дулюшминская — 46 млн т, Верхнекамбинская — 55 млн т.

Гыдано-Хатангская зона общей площадью 415 тыс. км² занимает территорию Ямало-Ненецкого автономного округа и Таймырского муниципального района, в нефтегазоносном отношении приурочена к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП),

Геологические характеристики нефтегазоперспективных зон

Перспективная зона	Изученность			Количественная оценка									
	Площадь, <i>м²</i>	Плотность сеймики,	Плотность бурения,	Основные перспективы НГК, % НСР УУВ						Ресурсы, <i>млн т УУВ</i>			Плотность ресурсов,
				Рифейский	Вендский	ВВ-НК	Кембрийский	О-Р	Мезозой	СЗ	Д1	Д2	
Анабаро-Хатангская	83749	0,19	0,94	11	1	6	9	59	14	0	0	1422	17,0
Аргишко-Чуньская	117034	0,31	0,44	14	45	21	17	3	0	157	1737	315	18,9
Гыдано-Хатангская	414874	0,30	2,49	1	0	0	3	32	64	436	4302	5359	24,3
Желдонская	28008	0,37	1,55	3	36	32	29	0	0	0	346	233	20,7
Западно-Анабарская	41165	0,01	0,00	23	3	8	37	28	0	0	415	199	14,9
Западно-Вилуйская	62799	0,30	1,60	1	3	6	61	22	7	0	217	661	14,0
Кочечумско-Мархинская	157650	0,06	0,15	5	2	20	44	30	0	0	0	1296	8,2
Предверхожно-Майская	96278	0,09	0,12	77	16	3	2	2	1	0	0	464	4,8
Предпатомская	99841	0,16	0,59	6	63	29	3	0	0	0	1499	190	16,9
Хантайско-Северореченская	23536	0,13	0,25	14	13	10	24	40	0	0	0	639	27,2
Южно-Тунгусская	70709	0,37	1,88	2	1	23	72	2	0	1429	0	525	27,6
Присаянская	93620	0,15	1,92	24	48	15	13	0	0	0	409	900	14,3

соответственно к Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносным областям (НГО). Основные перспективы связаны с юрско-меловыми и в меньшей мере с палеозойскими нефтегазоносными комплексами. Первоочередными объектами изучения являются подготовленные структуры и неантиклинальные ловушки в юрско-меловой части разреза и крупные антиклинальные структуры в палеозое. На территории зоны согласно государственному балансу состоят следующие структуры с ресурсами нефти и газа: Восточно-Надояхская — 16 млн т, Восточно-Тарейская — 41,5 млн т, Муксунихинская — 2,8 млн т, 9,1 млрд м³, Дюрюсинская — 51 млрд м³, Якимовская — 42,6 млрд м³, Кубинская — 38,6 млрд м³, Логовая — 64,8 млрд м³, Нанаданская — 18,7 млрд м³, Тарейская — 8,9 млрд м³, Яковлевская — 3,5 млн т, 34,1 млрд м³, Курьинская — 1,8 млрд м³, Восточно-Тампейское — 5,1 млрд м³.

Желдонская зона общей площадью 28 тыс. км², располагается на северо-западной части Иркутской области и частично заходит на юго-восток Красноярского края. В нефтегазоносном отношении приурочена к Лено-Тунгусской НГП и располагается на сочленении четырех НГО: Непско-Ботуобинская, Ангара-Ленская, Присяяно-Енисейская и Катангская. Основные перспективы связаны с рифей-венд-кембрийскими НГК. Первоочередными объектами для изучения являются неантиклинальные ловушки, связанные с песчаными пластами венда, а также стратиграфические и тектонически экранированные ловушки в верхней части рифея.

Западно-Анабарская зона общей площадью 41 тыс. км² располагается в центральной части Красноярского края. В нефтегазоносном отношении приурочена к Северо-Тунгусской и Анабарской НГО Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Основные перспективы связаны с венд-кембрий-

ским и ордовикско-девонским комплексами. Преобладающий тип ловушек в западной части зоны, скорее всего, будет связан с антиклинальными, нередко погребенными поднятиями, осложненными трапповыми интрузиями вплоть существования при определенном сочетании последних козырьковых залежей, в центральной и восточной части зоны ожидается широкое распространение литолого-стратиграфических ловушек с редкими антиклиналями преимущественно в осевой части зоны.

Западно-Вилуйская зона охватывает южную и юго-западную части Вилуйской нефтегазоносной области. Общая площадь зоны около 63 тыс. км². Административно она находится на территории Республики Саха (Якутия). Основные перспективы связаны с кембрийским, триасовым, каменноугольно-пермским, юрским и возможно ордовикско-девонским НГК. Нефтегазоперспективные объекты могут быть связаны со стратиграфически экранированными ловушками в песчаных коллекторах триасового и пермского возраста, с рифогенными и органогенно-обломочными карбонатами кембрия.

Кочечумско-Мархинская нефтегазоперспективная зона общей площадью 158 тыс. км² располагается в северо-восточной части Северо-Тунгусской НГО, в зоне сочленения Курейской синеклизы и Анабарской антеклизы. Административно она охватывает северную часть Эвенкийского автономного округа и северо-западные районы Республики Саха (Якутия). Основные перспективы связаны с кембрийским НГК, менее перспективны верхневендско-нижекембрийский и ордовик-девонский НГК. На территории Кочечумско-Мархинской зоны перспективным объектом являются рифогенные, в том числе образующие барьерные рифы, карбонатные отложения кембрия. Рифогенная толща с резким уменьшением

мощности сменяется на север углеродистыми образованиями куонамской свиты нижнего-среднего кембрия.

Предверхожно-Майская зона общей площадью 97,5 тыс. км² располагается на западе Республики Саха (Якутия). По нефтегазоносному районированию приурочена к Лено-Вилуйской НГП, соответственно к Алдано-Майской и Предверхожно-Майской НГО. Основные перспективы связаны с рифейским, венд — нижнепалеозойскими и верхнепалеозойским — мезозойскими НГК. Перспективные объекты на поиски залежей УВ выделены: в центральной части впадины по подошве венда выявлена Майская НАЛ размером 90-85 км, площадью 5400 км², амплитудой 200 м; в кембрийских отложениях с Восточно-Якутской барьерно-рифовой системой протяженностью свыше 200 км, а также с одиночными рифами; в складчато-надвиговом поясе в зоне сочленения структур Сетте-Дабана и восточного борта Алдано-Майской впадины.

Предпатомская зона общей площадью 100 тыс. км² в административном отношении охватывает в равной мере территории Иркутской области и Республики Саха (Якутия). В нефтегазоносном отношении приурочена к Лено-Тунгусской НГП и располагается в большей степени в Предпатомской НГО, а также в Непско-Ботуобинской и Присяяно-Енисейской НГО. Основные перспективы связаны с венд-кембрийскими нефтегазоносными комплексами. Первоочередными объектами изучения являются дислокации аллохтона, а также погребенные поднятия в автохтоне. На территории зоны согласно государственному балансу состоят Восточно-Алгинский объект с ресурсами нефти 3,4 млн т и Северо-Марковская-3 с ресурсами нефти 1,7 млн т.

Хантайско-Северореченская зона общей площадью 24 тыс. км² расположена на территории Крас-

ноярского края. В нефтегазоносном отношении приурочена к Северо-Тунгусской НГО и Туруханско-Норильскому самостоятельному нефтегазоносному району (СНГР) Лено-Тунгусской НГП. Основные перспективы связаны с рифейским, венд-кембрийскими и ордовико-девонскими НГК. Поисковыми объектами являются крупные положительные структуры.

Южно-Тунгусская зона общей площадью 71 тыс. км² располагается на востоке Красноярского края. Согласно нефтегазогеологическому районированию относится к Южно-Тунгусской НГО Лено-Тунгусской НГП. Основные перспективы связаны с верхневендско-нижнекембрийским НГК, меньшими перспективами обладают рифейский и вендский НГК. Первоочередными объектами изучения являются подготовленные структуры, одиночные и барьерные рифы кембрия, неантиклинальные ловушки, связанные с песчаными пластами венда, а также стратиграфические и тектонически экранированные ловушки в верхней части рифея. На территории зоны согласно государственному балансу состоят следующие структуры с ресурсами нефти и газа: Восточно-Имбатская — 30,2 млн т, 28,5 млрд м³, Верхне-Имбатская — 28,5 млн т, 43,4 млрд м³, Восточно-Моктаконская — 115,6 млн т, 127,6 млрд м³, Южно-Моктаконская — 57,8 млн т, 31,9 млрд м³, Хурингдинская — 180,9 млн т, 441,3 млрд м³, Ланчакская — 31,4 млн т, 79,8 млрд м³, Суриндаконская — 55,5 млн т, 141,2 млрд м³, Аяхтинская — 9,2 млн т, 25,9 млрд м³.

Присаянская газоперспективная зона выделяется на западном южном и восточном обрамлении Присаяно-Енисейской синеклизы, в ее пределах неантиклинальные залежи могли формироваться на путях миграции углеводородов из погруженной части на периферию при выклинивании проницаемых отложений и на структурных террасах. Наиболее перспективной

частью осадочного чехла для поисков газовых месторождений в данном районе являются отложения рифея и венда, в основном боханский и парфеновский горизонты. Достаточно перспективными являются отложения нижнего кембрия. В последние годы в результате использования новых технологий испытания пластов, были открыты и поставлены на Государственный баланс РФ ряд месторождений (Знаменское, Тутурское), залежи которых связаны с карбонатным комплексом.

Состояние минерально-сырьевой базы природного газа на 1 января 2015 года

Последняя количественная оценка перспектив нефтегазоносности Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) проводилось специалистами СНИИГГиМС в рамках «Государственного контракта уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата Российской Федерации, субъектов федерации и крупных нефтегазоносных регионов по состоянию изученности на 01.01.2009 г.».

В результате выполнения работ уточнена оценка углеводородов по состоянию на 1 января 2009 года — геологические НСР (Начальные суммарные ресурсы) УВ Сибирской платформы оцениваются в 108,8 млрд т УУВ, из них 48,1 млрд т приходится на нефть, 4,4 трлн м³ приходится на растворенный газ, 51,6 трлн м³ на свободный газ и 4,8 млрд т приходится на конденсат (общее увеличение по сравнению с предыдущей оценкой составило около 10%).

Коэффициент разведанности (отношение разведанных запасов к НСР) составляет 13,9% для нефти и 14,6% для газа. Доля прогнозных ресурсов — 45,4% для нефти и 43,6% для газа.

НСР газа составляют 53831 млрд м³, в том числе накопленная добыча — 113 млрд м³, запасы кат. А + В + С₁ — 4527 млрд м³,

кат. С₂ — 5029 млрд м³, ресурсы кат. С₃ — 5981 млрд м³, ресурсы кат. D₁ — 16102 млрд м³, ресурсы кат. D₂ — 22079 млрд м³. Коэффициент разведанности составляет 8,4%, доля запасов — 17,8%, доля перспективных ресурсов кат. С₃ — 11,1%, доля прогнозных ресурсов кат. D₁ + D₂ — 70,9%. Достоверность запасов составляет 47,4%. Накопленная добыча составляет всего 0,2%.

Рассматриваемая территория охватывает полностью или частично территорию трех субъектов федерации: Красноярский край, Иркутскую область и Республику Саха (Якутия).

На Красноярский край приходится 63% нефти и 53% газа от НСР всей территории, на Иркутскую область — 18% нефти и 22% газа, на Республику Саха (Якутия) — 19% нефти и 24% газа.

По категориям НСР распределены следующим образом.

В Красноярском крае НСР газа составляют 28559 млрд м³, в том числе накопленная добыча — 46 млрд м³, запасы кат. А + В + С₁ — 955 млрд м³, кат. С₂ — 969 млрд м³, ресурсы кат. С₃ — 2942 млрд м³, кат. D₁ — 9136 млрд м³, кат. D₂ — 14512 млрд м³. Коэффициент разведанности составляет 3,3%, доля запасов — 6,7%, доля перспективных ресурсов — 10,3%, доля прогнозных ресурсов — 82,8%. Достоверность запасов составляет 49,6%.

В Иркутской области НСР газа составляют 12048 млрд м³, в том числе накопленная добыча — 9 млрд м³, запасы кат. А + В + С₁ — 1839 млрд м³, кат. С₂ — 2852 млрд м³, ресурсы кат. С₃ — 2704 млрд м³, кат. D₁ — 2521 млрд м³, кат. D₂ — 2124 млрд м³. Коэффициент разведанности составляет 15,3%, доля запасов — 38,9%, доля перспективных ресурсов — 22,4%, доля прогнозных ресурсов — 38,6%. Достоверность запасов составляет 39,2%.

В Республике Саха (Якутия) НСР газа составляют 13178 млрд м³, в том числе накопленная добыча —

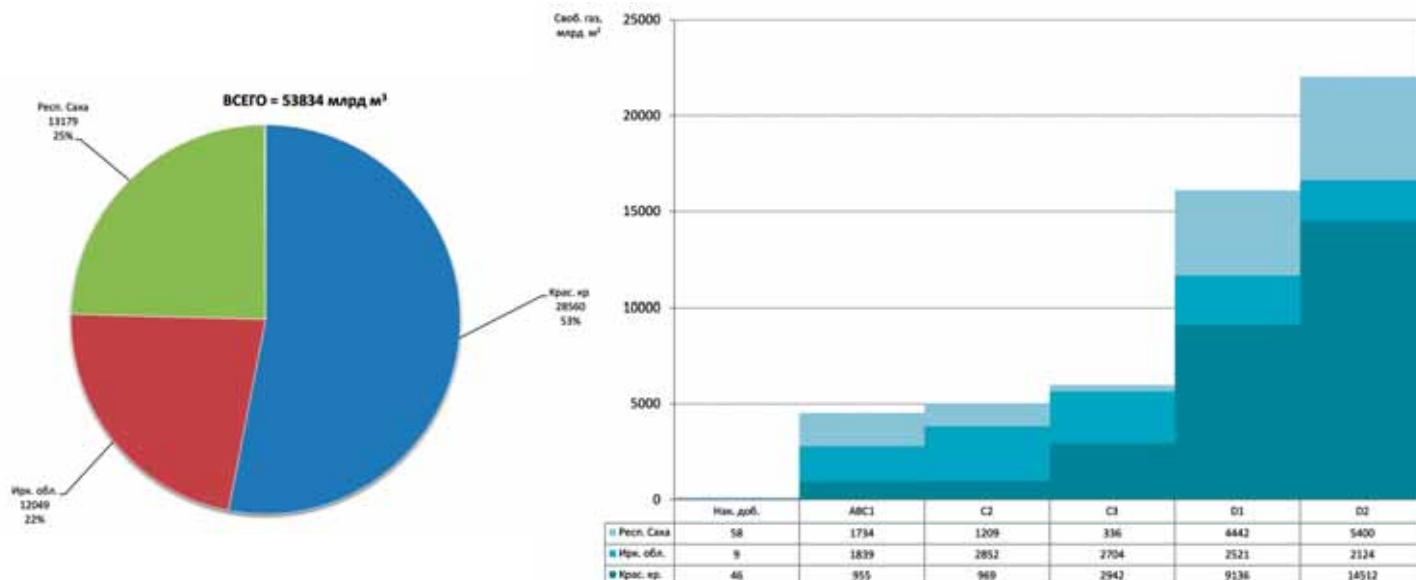


Рис. 6. Структура запасов и ресурсов свободного газа на территории Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) по состоянию на 1 января 2015 года

58 млрд м³, запасы кат. A+B+C₁ — 1734 млрд м³, кат. C₂ — 1209 млрд м³, ресурсы кат. C₃ — 336 млрд м³, кат. D₁ — 4442 млрд м³, кат. D₂ — 5400 млрд м³. Коэффициент разведанности составляет 13,2%, доля запасов — 22,3%, доля перспективных ресурсов — 2,5%, доля прогнозных ресурсов — 74,7%. Достоверность запасов составляет 58,9%.

Гелий

При разработке месторождений природного газа Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) необходимо в обязательном порядке предусмотреть извлечение из газа гелия и других ценных компонентов. Месторождения природного газа Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) являются самыми богатыми в России и одними из самых богатых в мире по содержанию гелия. Уже при уровнях добычи природного газа порядка 40–60 млрд м³ в год из недр будет извлекаться 120–150 млн м³ гелия, что соответствует годовой общемировой потребности в этом газе.

Расчеты показывают, что за 30 лет эксплуатации газовых месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) можно извлечь 3–5 млрд м³ гелия. Часть его будет направляться на внутренний рынок, часть — на растущий мировой рынок. Однако производство гелия в регионе превысит прогнозируемый спрос. Таким образом, для сохранения и последующей утилизации гелия необходимо будет создание хранилищ объемом не менее 1 млрд м³. Такое решение позволит приступить к освоению газовых ресурсов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) без потерь ценного стратегического продукта.

Заключение

Рассматриваемая территория располагает значительными разведанными запасами газа, а так же прогнозными и перспективными ресурсами. Возможности минерально-сырьевой базы позволяют в перспективе обеспечить добычу газа — более 100 млрд м³. Высокая эффективность геолого-разведочных работ на нефть и газ в

пределах Сибирской платформы подтверждается результатами последних 5 лет — открытиями новых залежей и месторождений. Открытиями, совершенными при весьма низких объемах глубокого бурения. Так, в конце 80-х прошлого столетия, когда были открыты все основные месторождения УВ в Восточной Сибири, объемы глубокого бурения составляли до 450 тыс. м в год, за последние годы они поднялись всего лишь с 40 тыс. м в год в начале 2000-х годов до почти 200 тыс. м в год в настоящее время.

Низкая изученность большей части территории Сибирской платформы, особенно глубоким бурением, высокий потенциал на углеводороды широкого спектра горизонтов и толщ, от рифея до мезозоя, и результаты комплекса региональных геофизических работ последних 5–7 лет позволяют уверенно говорить о возможности открытия в регионе ряда крупных и крупнейших месторождений нефти и газа. Они будут открыты на территориях куда мы только сейчас выходим или планируем выйти с параметрическим бурением.

Список литературы

1. Мельников Н.В. Нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. 1996, Т. 37, № 8. — С. 196–205.
2. Филиппов Ю.А., Мельников Н.В., Ефимов А.С. Нижнее-среднекембрийский рифогенный барьер на севере Сибирской платформы — объект первоочередных нефтегазопроисловых работ // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2014, № 2 (18). — С. 25–34.
3. Ефимов А.С. и др.. Программа изучения и освоения углеводородных ресурсов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) — итоги и перспективы // Геология нефти и газа : Научно-технический журнал. 2009, № 6. — С. 2–13.
4. Старосельцев В.С. Перспективы обнаружения крупных скоплений углеводородов на северо-западе Сибирской платформы / В.С. Старосельцев, Т.А. Дивина. Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа. — М.: ООО «Геонформмарк», 2004. — С. 118–125.
5. Дробот Д.И. История нефтегазообразования и оценка нефтегазоносности докембрийских и кембрийских отложений Сибирской платформы. Автореф. соиск. степен. д-ра геол.-мин. наук. — Новосибирск, 1988. — 33 с.
6. Непско-Ботубинская антеклизация — новая перспективная область добычи нефти и газа на востоке СССР / Ред. А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук. — Новосибирск: Наука, 1986. — 245 с.
7. Филиппов Ю.А. Рифейские прогибы западной части Сибирской платформы — очаги интенсивного образования нефти и газа на позднепалеозойском и мезозойском этапах ее развития / Ю.А. Филиппов, В.С. Старосельцев // Перспективные на нефть зоны и объекты Сибирской платформы. — Новосибирск: СНИИГГиМС, 2009. — С. 8–18.

References

1. Drobot D.I. Istoriya neftegazooobrazovaniya i otsenka neftegazonosnosti dokembriyskikh i kembriyskikh otlozheniy Sibirskoy platformy [History of oil and gas generation and petroleum potential estimation of the pre-Cambrian and Cambrian deposits in the Siberian Platform]. Author's abstract of DSc thesis in geology and mineralogy. — Novosibirsk, 1988. — 33 p. (in Russ.)
2. Efimov A.S. et al. Programma izucheniya i osvoeniya uglevodorodnykh resursov Vostochnoy Sibiri i Respubliki Sakha (Yakutiya) — itogi i perspektivy [Programme of petroleum exploration and development in Eastern Siberia and the Sakha (Yakutia) Republic: Results and prospects] // Geologiya nefiti i gaza: Nauchno-tekhnicheskii zhurnal. Oil and Gas Geology: Scientific-technical Journal. 2009, № 6. — P. 2–13 (in Russ.)
3. Filiptsov Yu.A., Melnikov N.V., Efimov A.S. Nizhnee-srednekembriyskiy rifogennyy bar'yer na severe Sibirskoy platformy — ob"ekt pervoocherednykh neftegazoposkovykh rabot [The Lower-Middle Cambrian reef barrier in the north of the Siberian Platform as a top-priority target of petroleum exploration]. Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri — Geology and Mineral Resources of Siberia // Geology of oil and gas : Scientific-technical journal. 2014, № 2 (18). — P. 25–34 (in Russ.).
4. Filiptsov Yu.A., Staroseltsev V.S. Rifeyskie progiby zapadnoy chasti Sibirskoy platformy — ochagi intensivnogo obrazovaniya nefiti i gaza na pozdnepaleozoyskom i mezozoyskom etapakh ee razvitiya [The Riphean troughs of the western Siberian Platform: Zones of intensive oil and gas generation at the Late Paleozoic and Mesozoic stages of its development]. Perspektivnye na nef't zony i ob"ekty Sibirskoy platformy [Petroleum promising zones and targets in the Siberian Platform]. — Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2009. — P. 8–18 (in Russ.).
5. Melnikov N.V. Neftegazonosnye komplekсы Leno-Tungusskoy provintsii [Petroleum plays of the Lena-Tunguska province] // Geologiya i geofizika — Russian Geology and Geophysics, 1996, vol. 37, № 8. — P. 196–205 (in Russ.)
6. Nepsko-Botuobinskaya antekliza — novaya perspektivnaya oblast' dobychi nefiti i gaza na vostoке SSSR [The Nepa-Botuoba antecline as a new promising region of oil and gas exploration in the east of the USSR] / A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk eds. — Novosibirsk: Nauka Publ, 1986. — 245 p. (in Russ.)
7. Staroseltsev V.S., Divina T.A. Perspektivy obnaruzheniya krupnykh skopleniy uglevodorodov na severo-zapade Sibirskoy platformy [Prospects of large hydrocarbon accumulations formation in the northern Siberian Platform]. Prioritetnye napravleniya poskov krupnykh i unikal'nykh mestorozhdeniy nefiti i gaza [High-priority trends in prospecting for large and unique oil and gas fields]. — М.: ООО Geoinformmark, 2004. — P. 118–125 (in Russ.)

Из истории Астраханского газового комплекса

Е.И. Демидова, заведующий кафедрой истории, философии и политологии ССЭИ (филиал) РЭУ им. Г.В. Плеханова, доктор исторических наук, профессор, demidova-elena@yandex.ru

Е.А. Ефимова, доцент кафедры истории, философии и политологии ССЭИ (филиал) РЭУ им. Г.В. Плеханова, кандидат исторических наук

А.В. Захаров, профессор кафедры истории, философии и политологии ССЭИ (филиал) РЭУ им. Г.В. Плеханова, доктор исторических наук

В.Ю. Быков, аспирант кафедры истории, философии и политологии ССЭИ (филиал) РЭУ им. Г.В. Плеханова

Аннотация. Современное состояние и перспективы развития газовой промышленности России во многом определяются достижениями советской эпохи, когда были разработаны крупнейшие месторождения, введены в эксплуатацию огромные производственные мощности, заложены уникальные хозяйственные отношения. Астраханский газовый комплекс, построенный в 1980-е годы, обладал огромным ресурсным потенциалом и объединял в себе всю технологическую цепочку добычи газа, богатого ценными компонентами, переработку и выпуск целого ряда продуктов. Став гигантом отечественной газохимии, Астраханский газовый комплекс и сегодня занимает важное место в топливно-энергетическом комплексе страны и имеет долгосрочные перспективные планы на будущее.

Ключевые слова: Астраханский газовый промысел, газоконденсатное месторождение, Астраханский газоперерабатывающий завод, экологическая безопасность.

The history of the gas industry from the history of the Astrakhan gas complex

E.I. Demidova, head of the Department of history, philosophy and political science SEI (branch) REU them. G.V. Plekhanov, doctor of historical Sciences, Professor

E.A. Efimova, PhD, associate Professor in the Department of history, philosophy and political science SEI (branch) REU them. G.V. Plekhanov;

A.V. Zakharov, doctor of historical Sciences, Professor of the Department of history, philosophy and political science SEI (branch) REU them. G.V. Plekhanov

V.Yu. Bykov, postgraduate student, of the Department of history, philosophy and political science SEI (branch) REU them. G. V. Plekhanov.

Abstract. Current state and prospects of development of gas industry in Russia are largely determined by the achievements of the Soviet era, when they were developed the largest deposits, was commissioned huge production capacity values, based on unique business relationships. Astrakhan gas complex, built in the 1980-ies, had great potential and combined the whole technological chain of production of gas rich in valuable components, processing and production of various products. Becoming a giant domestic gas chemistry, Astrakhan gas complex, and today occupies an important place in the fuel and energy complex of the country and has a long-term perspective plans for the future.

Keywords: Astrakhan gas field, gas condensate Deposit, Astrakhan gas processing plant, environmental safety.

История и судьба отдельных предприятий России тесно связана со всеми изменениями, происходящими в нашем Отечестве. И это вызывает интерес, навевает определенные ассоциации и приводит к размышлениям о человеческом факторе в летописании любого государства. Одним из значимых в отечественной промышленности объектов был и остается Астраханский газовый комплекс.

ООО «Газпром добыча Астрахань», входящее в структуру ПАО «Газпром», занимает видную позицию в объединении. Связано это с тем, что здесь функционирует крупнейшее по масштабам России предприятие по производству серы, извлекающее сырье из уникального по своему составу Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ).

Крупнейшее в Европе по запасам газа и конденсата Астрахан-

ское газоконденсатное месторождение расположено в юго-западной части Прикаспийской впадины, в 60 км к северо-востоку от Астрахани. Размеры залежи 100-40 км. Добыча начата с глубины 4100 м. Запасы углеводородного сырья оценивались в 2,5 трлн м³ газа и 400 млн т конденсата с высоким содержанием сероводорода (26%) и углекислого газа (16%).

Систематические исследования в Прикаспийской низменности



Астраханский газоперерабатывающий завод

начались после войны. Весной 1946 года первый секретарь Астраханского обкома партии Ф.Н. Муратов, располагая предварительными исследовательскими данными, отчитался перед правительством о возможности открытия на территории области нефтяных и газовых месторождений. В апреле 1946 года Главгазтоппром при Совете Министров СССР принял решение о создании Астраханской геологоразведочной конторы «Газразведка», которая уже в ноябре приступила к бурению первой скважины в центре города в районе Морского сада. С 1952 года поисковые работы переместились на юг области, в район с. Промысловка, где геофизиками треста были проведены подготовительные работы к бурению. Первый управляемый газовый фонтан, возвестивший об открытии нового газового месторождения, был получен 6 сентября 1954 года. За короткий срок были открыты и переданы в эксплуатацию еще 6 месторождений нефти и газа: Олейниковское, Межевое, Цубукское, Каспийское, Тенгутинское и Бешкульское.

В пределах области Астраханских поднятий в 1953–1963 годах были открыты Каспийское и Бешкульское нефтяные месторождения. К середине 1960-х годов район поисковых работ переместился на север от Астрахани в область соляно-купольной тектоники.

Здесь были открыты Бугринское, Шаджинское и Халганское месторождения.

Все вышеуказанные открытия и достижения нефтегазоразведчиков дали толчок дальнейшему развитию исследовательских работ. В соответствии с приказом по Главному управлению геологии и охраны недр при Совете Министров СССР 1 января 1958 года была образована Астраханская геофизическая экспедиция во главе с Н.Д. Кулаковым. С 1960 года эта организация начала целенаправленные исследования в пределах Астраханского выступа. Сейсморазведка, осуществленная в 1961 году, подтвердила наличие газа в исследуемом районе и уточнила глубину его залегания. К 1966 году была о контурена правобережная часть Астраханского свода, и на втором этапе изучения геологического строения территории исследования велись уже по всему Астраханскому своду одновременно. Глубокое поисковое бурение было начато в 1967 году закладкой скважины Степановская № 1. К 1968 году экспедиция выполнила значительный объем опытно-методических работ, на основе которых впервые в СССР была разработана методика картирования кровли подсолевых отложений методом отраженных волн. Именно вышеуказанная методика стала основополагающей при подготовке Долгожданного, Воложковского,

Аксарайского и Ширяевского локальных поднятий, в пределах которых велось разведочное бурение.

Учитывая важность работы по обоснованию перспектив нефтегазонасности Нижней Волги, Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики Министерства геологии РСФСР организовал в 1966 году Прикаспийское отделение Нижне-Волжского НИИ (до 1981 года — отдел геологии Астраханского Поволжья и Калмыкии Нижне-Волжского НИИ геологии и геофизики), который с момента его образования возглавил В.И. Мальцев, а с 1971 года — Н.И. Воронин. В 1973 и 1976 годах коллективом института были разработаны две генеральные схемы поисково-разведочных работ на нефть и газ, которые привели к открытию Астраханского газоконденсатного месторождения в 1976 году.

Первый фонтан газа был получен в январе 1973 года на скважине № 3 Заволжской в пределах левобережной части Астраханского свода. Затем 13 августа 1976 года скважина № 5, пробуренная на Ширяевском поднятии, дала промышленный приток газа.

Открытие Астраханского газоконденсатного месторождения предопределило возведение крупнейшего и уникального газохимического комплекса в Нижнем Поволжье. Однако не все пошло так



Скважина №5А, давшая первый промышленный приток газоконденсатной смеси на Астраханском месторождении

гладко, как планировалось. В мае 1977 года Совет Министров СССР был вынужден констатировать, что выполнение задания по бурению разведочных скважин задерживается из-за отсутствия оборудования и инструмента с высокой коррозионной стойкостью (распоряжение Совета Министров СССР от 10 мая 1977 года «Об ускорении освоения Астраханского газоконденсатного месторождения»). Для успешного развития газохимического комплекса Прикаспия, рассчитанного на добычу и переработку высокоагрессивного сырья, шла доработка генеральной схемы освоения месторождения с учетом требований экологии, велся научный поиск на создание комбинированного производства, обеспечивающего комплексное использование минерально-сырьевых ресурсов, на предотвращение промышленных отходов, разрабатывалась малоотходная и безотходная технология.

Тем временем на Астраханской земле формировались подразделения ВПО «Оренбурггазпром». На тот момент это было единственное предприятие Министерства газо-

вой промышленности СССР, имеющее опыт работы с сероводородсодержащим сырьем. Перед объединением стояла задача в кратчайшие сроки построить Астраханский газовый комплекс и приступить к опытно-промышленной эксплуатации месторождения.

Первыми на Аксарайскую площадь для обустройства и промышленной эксплуатации месторождения прибыли строители СМУ-3 и специалисты ПМК треста «Оренбургремгазстрой». Для обеспечения строительных работ 3 апреля 1978 года в Астрахани было создано автотракторное предприятие №4 ВПО «Оренбурггазпром», которое в декабре 1981 года было принято на баланс «Астраханьгазпром» и переименовано в предприятие технологического транспорта.

23 сентября 1981 года вышло постановление ЦК КПСС и Совета Министров СССР «О мерах по освоению Астраханского газоконденсатного месторождения». В нем, в частности, предусматривалось: «...обеспечить в 1984 году в в о д в действие мощностей по добыче и переработке 3 млрд м³ газа в год с установками по производству серы и очистке газового конденсата, с доведением в 1986 году добычи и переработки газа до 6 млрд м³ газа в год и получением при этом 3 млрд м³ товарного газа, 2 млн т газовой серы и 1,8 млн т стабильного газового конденсата». Этот документ, наконец, дал добро на строительство Астраханского газоперерабатывающего комплекса в Аксарайской степи.

И началось! В свете выполнения решения партии и правительства в октябре 1981 года в составе Всесоюзного промышленного объединения по добыче и переработке газа в Оренбургской области (Оренбурггазпром) были организованы производственное строительно-монтажное объединение «Астраханьпромгазстрой» во главе с А.Т. Надеждиным и производственное объединение «Астраханьгазпром» под

руководством М.Н. Радченко, а кроме этого, механизированные колонны для строительства линии электропередач и бригада Волгоградского мобильного специализированного СМУ треста «Центрпромэкскавация», возглавляемая И.Е. Елисеевым, задачи которой заключались в вертикальной планировке площадок под различные объекты на строительстве газового комплекса. Управленческо-хозяйственная система продолжала развиваться. В 1982 году были созданы монтажный трест, производственно-распорядительное управление и трест по обустройству месторождения.

В числе первоочередных задач, связанных с началом обустройства месторождения, были буровые работы. Чтобы сократить сроки строительства и монтажа объектов газового завода, было решено увеличить скорость бурения скважин. С этой целью были внедрены и освоены новые растворы, в результате чего скорость бурения на станок возросла с 60 до 120 м в месяц, приняты меры для сокращения непроизводительного времени при бурении.

В 1982 году под руководством В.К. Токмилова началась разработка скважины № 58 проектной глубиной 4200 м, в результате чего был получен первый промышленный приток газа. На этой скважине отрабатывалась новейшая для тех времен технология спуска тяжелых обсадных колонн с высокогерметичной резьбой, стойкой к сероводородной агрессии, а также нейтрализации сероводорода в буровом растворе. Там же осваивалось импортное противовыбросовое оборудование «Камерон» на рабочее давление 700 атмосфер.

Для ускорения строительства эксплуатационных скважин в 1983 году было создано еще одно буровое предприятие — Ставропольская экспедиция глубокого бурения (руководитель — И.И. Моржавин). На буровые предприятия Астрахани были направлены веду-

щие специалисты с различных концов страны, в их числе А.В. Панков, А.Г. Петряков, А.Х. Авилов, Г.П. Сухорев, А.А. Гусейнов, А.Г. Попов. Результаты усилий не замедлили сказаться на общих достижениях нефтегазодобывающей отрасли. Всего за годы деятельности вышеназванных предприятий было пробурено 700 км горных пород и сдано в эксплуатацию 185 скважин [4].

Астраханский газовый комплекс включал в себя объекты промысла, газоперерабатывающий завод, газо- и продуктопроводы, ряд природоохранных и вспомогательных объектов. В его проектировании принимало участие около 60 научно-исследовательских и проектно-изыскательских организаций, генеральным проектировщиком выступал «ЮжНИИгазпро». Поскольку своих технических разработок было недостаточно, часть оборудования для промысла и газовой части перерабатывающего завода закупалась у иностранных компаний, имеющих богатый международный опыт. Относительно рабочих кадров и человеческого фактора можно сказать следующее: на строительных площадках комплекса трудилось около сотни строительных организаций, имеющих в своем кадровом составе профессионалов самых различных специализаций. В отдельные месяцы численность работников, занятых на строительстве комплекса, доходила до 100 тыс. человек. Коротко говоря, это были поистине всенародные участие и поддержка.

Многообразие и разновидность необходимых работ были обусловлены характером комплексности при освоении Астраханского промышленного узла и отчетливо проявлялись на примерах возведения объектов непроизводственного назначения. К концу 1983 года в новых жилых поселках Аксарайский, Кири-Кили и других проживало 14 тыс. строителей комплекса. Служба снабжения и жизнеустройства располагала всем не-

обходимым: складами, овощехранилищем, холодильниками, хлебозаводом, 19 магазинами и 41 столовой. Вступили в действие первоочередные объекты производственных строительных баз, склады для приема и хранения оборудования площадью более 150 тыс. м².

На возведении такого сложного и многопланового объекта сказывались и природные условия, географические особенности местности. Отличительная черта Астраханской области — наличие огромного количества водных преград. Поэтому часть строителей занималась возведением столь необходимых мостовых сооружений. В частности, на реках Бузан и Ахтубе были сооружены мостовые переходы, последний стоимостью около 6 млн руб., что вместе с 20 км автомагистралей стали крепкой основой для бесперебойной и эффективной работы автотранспортного предприятия. На р. Бузан для приема и разгрузки тяжеловесного оборудования построили причал. К трансформаторной подстанции «Аксарайская» были подведены опоры высоковольтной линии напряжением 110 кВ, завершался монтаж силового оборудования. Коллективы железнодорожных строителей проложили порядка 40 км железных дорог.

О бытовых удобствах и культурном досуге, необходимых для комфортной жизни каждого человека, тоже не забывали при выполнении задач чисто производственного плана. В поселке строителей был возведен дом культуры со зрительным залом на 200 мест, помещениями для занятий кружков, гостиницами, игровыми комнатами, библиотекой, лекционным, танцевальным и читальным залами, а также дом быта, где имелась возможность отремонтировать одежду и часы, приемник и телевизор, выстирать белье, сделать модную прическу [1].

Возглавить работы по освоению Астраханского газоконденсатного комплекса было доверено за-

местителю министра газовой промышленности В.В. Шеремету, который с начала строительства такого важного в государственном масштабе объекта с октября 1981 года и до пуска в эксплуатацию его первой очереди 31 декабря 1986 года находился безотлучно в штабе стройки. Оперативное руководство строительством комплекса осуществлял областной партийный штаб, в состав которого входили ответственные работники из всех отраслей народного хозяйства и партийных органов. На ежемесячных заседаниях штаба рассматривались и решались вопросы наращивания объемов выполняемых работ, улучшения условий труда и быта работников, охраны окружающей среды и обеспечения безопасности людей на строительстве. В 1982 года строительство объектов, необходимых для освоения Астраханского газоконденсатного месторождения было объявлено Всесоюзной ударной комсомольской стройкой. За период 1982–1986 годов на возведение объектов было привлечено более трех тысяч комсомольцев, среди которых были юноши и девушки из Оренбургской и Саратовской областей, Башкирии и Украины.

Работа на Астраханском газоконденсатном месторождении со временем усложнялась и требовала совершенствования в руководящих структурах.

В целях повышения оперативности решения производственных вопросов приказом Мингазпрома в апреле 1985 года объединение «Астраханьгазпром» было выведено из состава ВПО «Оренбурггазпром» и переподчинено непосредственно Министерству газовой промышленности [8].

К 1986 году было введено в действие основных фондов на 560 млн руб., но как бы ни были значительны эти цифры, им еще оставалось далеко до итоговых, особенно из-за низкого темпа буровых работ и затяжек с освоением пробуренных скважин. Уже тот факт,

что готовых к эксплуатации скважин было на тот момент всего-на-всего 7, 20 находились в процессе бурения, а 8 вообще еще только в проекте, говорил об угрозе срыва пуска комплекса в намеченные сроки. Дело в том, что было упущено время для создания базы бурения, не хватало оборотного фонда техники. Острая проблема Астраханской стройки заключалась и в обеспечении квалифицированными кадрами пусконаладочных работ. С одной стороны, ее удавалось быстро решить с помощью ряда смежных организаций, а с другой — приложенные усилия не давали желаемого результата, так как подрядчики постоянно не выполняли заданий по вводу жилья, что вызывало текучесть кадров. Учитывая конструктивную критику, строители и монтажники из всех сил старались нивелировать отставание и ускорить ввод необходимых объектов. Буровики в свою очередь применяли наиболее прогрессивные на тот момент решения в конструктивном оформлении скважин, ведущем к сокращению срока их строительства, ускоряли проходку горных пород, внедряли крупные монтажные блоки при сооружении буровых, предпринимали меры по укомплектованию оборотного бурового фонда, использовали для успешного выполнения возложенных на них работ и многое другое. Ради ускорения строительства руковод-

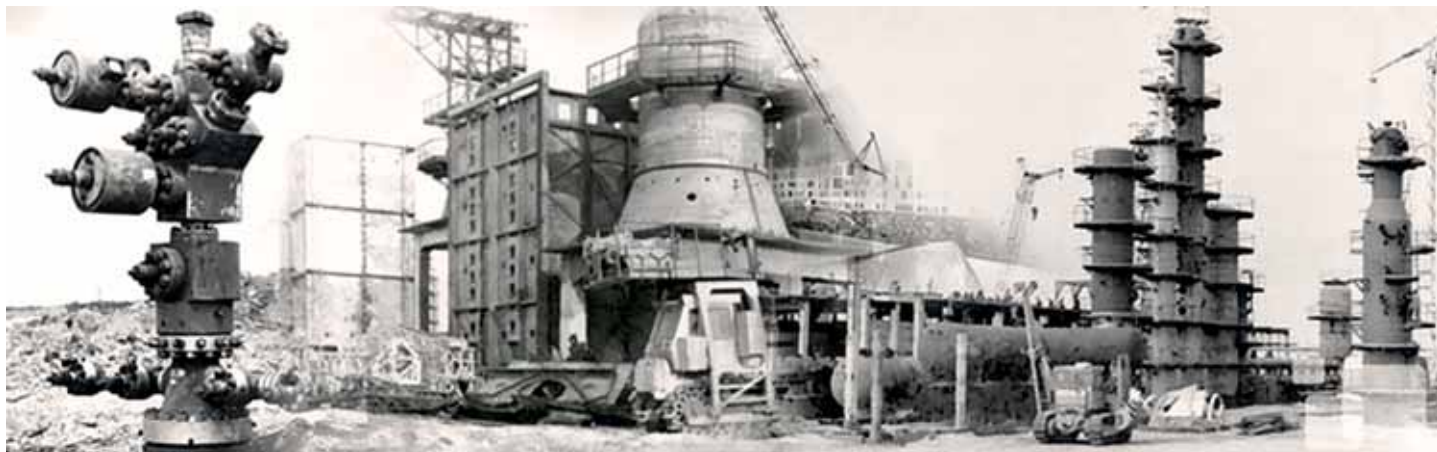
ство шло на исключение из плана объектов, не входящих в пусковой комплекс, применяло авансовое премирование как стимулятор ритмичной работы или, наоборот, штрафные санкции, если срывались сроки ввода [3].

Несмотря на все вышеперечисленные трудности, основные пусконаладочные работы были завершены в декабре 1986 года. И вот, наконец, свершилось! 10 декабря в 0 часов 45 мин. на заводе был зажжен первый факел, а 31 декабря в 6 часов на головную установку завода был принят сырой газ. С вводом в действие скважин, двух установок предварительной переработки газа, транспортных коммуникаций, первой очереди Астраханского газоперерабатывающего завода, рассчитанных на общий объем 6 млрд м³ в год, началась промышленная эксплуатация Астраханского газового комплекса, и первая товарная сера была получена 3 января 1987 года. В результате пуска установок гидроочистки каталитического риформинга стало возможным производить товарный бензин АИ-76, а затем и неэтилированный высокооктановый бензин АИ-93, а также дизельное топливо Л-02-62, поставляемое на экспорт [4].

Начало интенсивной деятельности нового нефтегазоперерабатывающего комплекса вызвало не только всеобщее одобрение и ликование по этому поводу.

С вводом в эксплуатацию первых линий газоперерабатывающий завод стал объектом пристального внимания не только со стороны ученых и специалистов, но и широкой общественности страны. В местной и центральной печати, на телевидении с различных позиций рассматривались экологические аспекты освоения месторождения. Так, вслед за сообщением отраслевого журнала о вводе в эксплуатацию объектов, включая и природоохранные, первой очереди Астраханского газохимического комплекса, в газетах «Социалистическая индустрия», «Советская Россия», журналах «Природа и человек», «Новый мир» были опубликованы проблемные и даже критические статьи, отразившие не только объективные трудности пускового периода, но и прогнозирующие «назревающую в Нижнем Поволжье экологическую катастрофу».

Дело в том, что большинство объектов Астраханского газового комплекса располагалось в полупустынной зоне Астраханского Заволжья с очень жарким и продолжительным летом с температурой воздуха до +50°C и короткими, но суровыми зимами, когда мороз достигал -30°C. Около двух месяцев в году здесь дуют сильные ветры, переходящие в пылевые бури и метели. Сложными также являются геологические условия расположения газоконденсатных горизон-



тов на четырехкилометровых глубинах, содержащих газ с большим объемом сероводорода. Дополнительные трудности были связаны с отсутствием в Астраханской области строительных материалов: гравия, щебня, песка, а также развитой сети стройиндустрии. Поэтому в проектные решения в основном были заложены легкие, быстромонтируемые сооружения из металлоконструкций, блок-боксы высокой заводской готовности. Наиболее жесткие требования к технологии строительства и эксплуатации комплекса предъявляли экологические особенности области, в том числе близость заповедной, уникальной зоны, расположенной в дельте рек Волги и Ахтубы.

Неподготовленному читателю было трудно ориентироваться без компетентных научно обоснованных оценок происходящего. Сообщения, особенно те, которые преувеличивали экологические последствия имеющихся на самом деле фактов нарушения требований природоохранного законодательства при сооружении объектов комплекса, выражавшихся в превышении предельно допустимых концентраций сероводорода в атмосферном воздухе, включая аварийные случаи на комплексе, трактовались как угрожающие здоровью и жизни населения.

Следует подчеркнуть, что все было не столь однозначным и негативным для экологического равновесия на территории Астраханского региона.

В действительности опытно-промышленная эксплуатация месторождения и соответствующего проектирования первой очереди газохимического комплекса в Астраханской области началась с учета отечественного (Оренбургское и Уртабулакское ГКМ) и зарубежного опыта освоения и успешной эксплуатации месторождений с высоким содержанием сероводорода, например в Канаде («Кроссфилд» — 27,6–43,7%), США

(«Джексон» — 30–46%). Обеспечению необходимой надежности способствовало заключение взаимоприемлемых контрактов с зарубежными фирмами на поставку надежных, проверенных на практике проектов и комплектного оборудования. По условиям закупки величина конверсии извлекаемого сероводорода предусматривалась в пределах 99,6%.

При проектировании первой очереди Астраханского комплекса, предназначенного для переработки сложного по составу сырья с высоким содержанием сероводорода и уголекислоты и осуществляемого впервые в отечественной практике, был использован апробированный передовой опыт по промысловой системе сбора газа, получению газовой серы и доочистке отходящих газов, материальному исполнению арматуры и оборудования, защите от коррозии, системе мониторинга загрязнения воздушной среды, системе управления технологическим процессом переработки газа и другим решениям, позволившим свести к минимуму выбросы вредных веществ в окружающую среду.

Следует подчеркнуть, что проектировщики и руководители объекта продумали каждый шаг его становления и ввода в эксплуатацию.

Уже на первой стадии строительства Астраханского промышленного узла была применена классическая схема обустройства: вначале прокладывали подъездные автомобильные и железные дороги, линии электропередачи, возводили жилые поселки в комплексе с объектами коммунальных и бытовых услуг, затем сооружали природоохранные объекты. В программе формирования комплекса предусматривался целый раздел по газовой безопасности, а именно создание автоматизированного контроля загрязнения в приземном слое атмосферы, на промышленных площадках и в населенных пунктах, формирование

специализированной противозащитной службы и ряд других мероприятий. Сюда же можно отнести и отдувку скважин, которая с пуском завода производилась через специально сооружаемые подземные емкости с подачей продукции на завод, а также четыре установки доочистки хвостовых газов, дымовые трубы которых обеспечивали рассеивание выбросов и концентрацию загрязняющих веществ на уровне земли в количествах, не превышающих предельно допустимые нормы. Канализационно-очистные сооружения завода вместе с емкостью сезонного регулирования и сельскохозяйственными полями орошения обеспечивали очистку технологических стоков. Полигон для закачки промысловых вод в пласт, защитные лесные насаждения, установка для сжигания производственных отходов, система контроля загрязнения атмосферы и еще целый ряд объектов комплекса на общую сумму более 100 млн руб. обеспечивали надежную защиту природной среды. При участии контролирующих органов санитарной службы были разработаны нормативы качества захороняемого бурового раствора, что позволило предотвратить загрязнение почв. Контроль над состоянием атмосферного воздуха на территории месторождения регулярно осуществлялся с 1982 года. Это давало возможность судить о степени концентрации загрязняющих веществ и, что очень важно, разрабатывать мероприятия, направленные на предотвращение заражения атмосферы технологическими выбросами.

По уточненным данным, годовой объем отходящих в атмосферный воздух газовых выбросов комплекса составлял около 100 тыс. т. Критерием их экологической оценки служили предельно допустимые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе населенных мест и в воздухе рабочей зоны, утвержденные Минздравом СССР. К примеру, разовая пре-

дельно допустимая концентрация (мг/м^3) сероводорода составляла 0,008, серного ангидрида — 0,5, двуокиси азота — 0,085 и окиси углерода — 3.

Гуманность этих норм можно проследить при сравнении их, например, по сероводороду с нормами, действовавшими в ряде зарубежных стран. Так, если предельно допустимые концентрации этого вещества для жилой зоны в нашей стране равнялась $0,008 \text{ мг/м}^3$, то в США — 0,06, а в Италии и ФРГ — соответственно 0,1 и $0,3 \text{ мг/м}^3$.

Расчеты рассеивания выбросов вредных веществ вокруг комплекса и прогноз их концентраций, выполненные по математической модели, рекомендованной Госкомгидрометом СССР, показали снижение их с учетом вредного воздействия различного состава веществ, а также гидрометеорологических факторов и прежде всего местной розы ветров до предельно допустимой концентрации на расстоянии менее 3000 м.

Госстроем СССР и Минздравом СССР для Астраханского комплекса были установлены охранные зоны: 3 км санитарно-защитная зона и 5 км — зона строго строительного режима. В пределах санитарно-защитной зоны населенные пункты отсутствовали, а в зоне строгого строительного режима не допускалось возведение новых жилых поселков, и осуществлялись меры по добровольному отселению семей в зоны с пониженной величиной риска загрязнения окружающей среды в случаях залпового выброса.

При оценке экологического влияния газохимического комплекса учитывалось и то, что еще до ввода его в эксплуатацию состояние атмосферного воздуха в прилегающих районах низовьев Волги, в частности на территории Астраханской области, классифицировалось как неудовлетворительное. По данным Госкомгидромета СССР, выбросы загрязняю-

щих веществ от стационарных источников за период 1981–1986 годах возросли почти в два раза. Проектные решения по охране окружающей среды на первой очереди комплекса были рассмотрены в 1984 году и в основном одобрены специальной комиссией ГКНТ СССР и экспертизой Госстроя СССР. Они также согласовывались со всеми органами Государственного надзора СССР. В результате многократных межотраслевых экспертиз с участием научно-исследовательских организаций и комиссий Академии наук СССР, ГКНТ СССР, Госкомгидромета СССР, Минводхоза СССР и Минздрава СССР проект первой очереди АГХК был утвержден [5].

Таким образом, можно уверенно констатировать, что существенных оснований для ревизии экологических аспектов указанного проекта, отражающих выработанную концепцию освоения и охраны природных ресурсов месторождения, не имелось.

В начальный период опытно-промышленного функционирования комплекса проводились пусконаладочные работы, осуществлялась последовательная отладка технологического процесса, иногда прерывалась на некоторое время работа отдельных установок и завода в целом, что было вызвано сопровождавшими производство сверхпроектными и аварийными сбросами газов на факел и в окружающую среду. Бывали случаи сжигания конденсата из-за неполной готовности резервуарного парка и перебоев в его отгрузке, были сбои в работе установок доочистки отходящих газов и др. Все это приводило к кратковременному, но сверхнормативному загрязнению атмосферного воздуха сернистыми соединениями на расстоянии выше санитарно-защитной зоны. Именно этот начальный и нестабильный период работы комплекса было неправомерно брать за критерий экологической оценки производства или проектных решений.

Анализ случаев превышения предельно допустимых концентраций по годам показал, что частота их по мере отладки оборудования сокращалась при одновременном увеличении объема перерабатываемого сырья и производства товарной продукции. Такая тенденция имела реальную и стабильную перспективу. Следовательно, по мере освоения первой очереди до ее проектной мощности происходило снижение и выбросов вредных веществ в атмосферный воздух до нормативных.

Полученные результаты исследований в этом направлении не вызвали серьезных опасений, связанных с эксплуатацией построенных объектов комплекса. Станций фоновоего мониторинга природной среды, расположенной в Астраханском заповеднике, превышения концентраций сернистых веществ не обнаруживалось. Научно обоснованных данных, доказывающих негативное влияние эксплуатируемых объектов газохимического комплекса на экосистему волжской дельты, не имелось. Что говорило о безопасной для населения экологической ситуации [6].

Со временем все-таки были обнародованы некоторые важные проблемы, связанные с пуском первой очереди завода.

Комитет народного контроля так охарактеризовал пуск завода в строй действующих предприятий: «Ввод в эксплуатацию объектов первой очереди АГПЗ производился с грубейшими нарушениями, акт рабочей комиссии был подписан 30 декабря без необходимого оформления подобъектных актов рабочих комиссий. Из-за большого количества недоделок и нарушений, несоблюдения требований безопасной эксплуатации на апрель 1987 года ни по одному объекту не были оформлены акты рабочих комиссий, по 38 объектам не было 189 подписей. Общее количество недоделок по сданному в эксплуатацию первому пусковому комплексу завода составило более

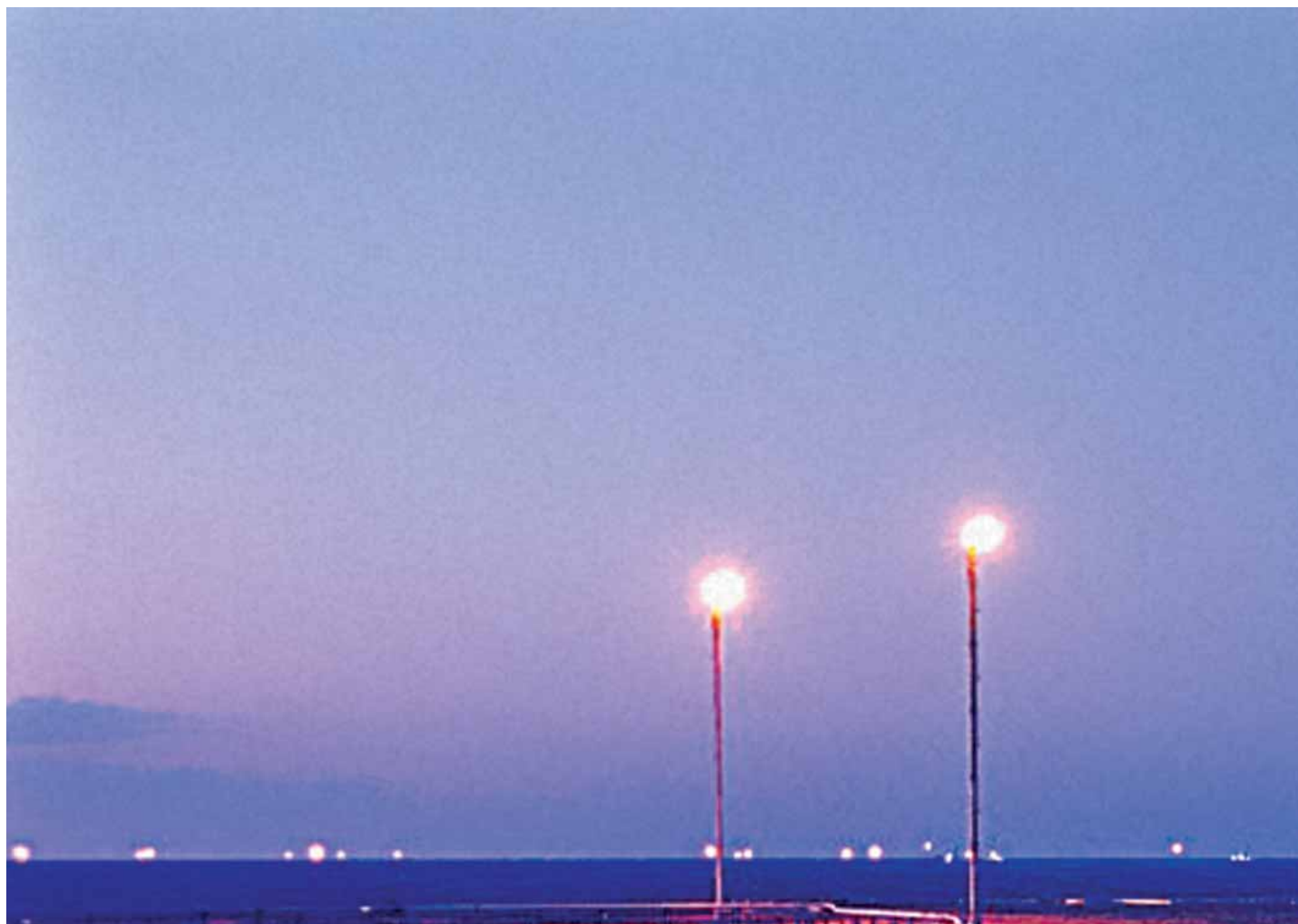
600, в том числе строительно-монтажных — 250». По заключению народного контроля СССР при сметной стоимости 1372,4 млн руб. в январе 1986 года общее выполнение строительно-монтажных работ по первой очереди составило только 64%. В феврале 1986 года заместитель министра Мингазпрома СССР В.В. Шерemet утвердил пусковые комплексы первой очереди сметной стоимостью 1027,7 млн руб. После чего министр В.С. Черномырдин в декабре 1986 года утвердил новые пусковые комплексы, исключив из них недостроенные объекты на общую сумму свыше 212 млн руб. [2].

Так или иначе, но с пуском первой очереди опыт эксплуатации уникального газоперерабатывающего предприятия был признан удачным, появились все ос-

нования для возведения объектов второй очереди. На промышленной территории бурились скважины с учетом строительства новой группы установок Астраханского газоперерабатывающего завода. По соседству с уже существующими объектами первой очереди завода в декабре 1986 года приступили к подготовке территории под технологические установки второй очереди, которая, по сути, была точной копией первой. Однако со второй частью промысла дела обстояли несколько сложнее. По проекту должно было быть построено 58 скважин и 4 установки предварительной подготовки газа. В реальности необходимое количество установок предварительной подготовки газа выросло по сравнению с первой очередью вдвое.

Вместе с тем, в 1989 году по

инициативе Министерства газовой промышленности СССР на Астраханском газоперерабатывающем заводе началась реконструкция, вызванная накопленным опытом первых лет работы предприятия. В СССР добыча и переработка сырья с таким высоким содержанием сероводорода, как на астраханском месторождении, осуществлялась впервые. Конечно, оренбуржцы первыми начали работать с сероводородным сырьем, но там процентное содержание этого газа было значительно ниже, чем в астраханской пластовой смеси: 26–28% астраханского сероводорода против 1,3–4,5% оренбургского. Именно необходимость учитывать характеристики местного сырья потребовала незамедлительной реконструкции Астраханского газоперерабатывающего за-



настав в первую очередь в строительство эффективной системы пароснабжения, создать дополнительный источник энергоснабжения, произвести замену импортной запорной арматуры большого диаметра — словом, устранить все выявленные в ходе опытной эксплуатации «узкие места». (фото 4)

Эти преобразования можно было осуществить, только преодолев немалые трудности. Дело в том, что в эти годы дала о себе знать общая кризисная ситуация в стране. В 1989 году на основных объектах Астраханьгазпрома сложилась напряженная обстановка с выполнением плановых заданий пятилетки по добыче газа и конденсата. Основная причина такого положения — серьезное отставание в наращивании мощностей. На первой очереди возведения Астраханского газового завода на полгода было задержано строительство и ввод в эксплуатацию объектов по комплексной переработке конденсата с получением бензина, дизельного топлива и сжиженного газа. В результате план производства этих продуктов в 1988 году был выполнен всего на 51%. Имелось значительное отставание в сооружении инженерно-технических и природоохранных объектов завода. Крупнотоннажное отечественное оборудование поступало сюда с полугодовым опозданием.

Пока решали накопившиеся проблемы, строительство второй очереди было приостановлено. Это был период распада Советского Союза, формирования новой страны с новой законодательной базой, в том числе и в области экологии. Все вышеперечисленные события вылились в необходимость новой экологической экспертизы проекта второй очереди газового комплекса. Это произошло даже несмотря на то, что в 1984 году экспертная комиссия Государственного комитета СССР по науке и технике проанализировала проектные решения Мингазпрома и пришла к

выводу, что для первой очереди Астраханского газового комплекса были заложены наиболее прогрессивные из освоенных промышленностью технологические процессы очистки и доочистки газов, позволяющие свести к минимуму выбросы токсичных сернистых соединений в атмосферу [7].

В начале 1990-х годов Государственный экспертный совет, на рассмотрение которого передали проект второй очереди газового завода, указал, что развитие Астраханского газового комплекса на современном этапе не соответствует стандартам, заложенным в предыдущие годы, так как на стадии проектирования не было четких государственных экологических нормативов. Вместе с тем, возведение объектов продолжалось в строгом соответствии со строительными нормативами, которые никто не отменял. Однако, учитывая значимость всего комплекса, высокую строительную готовность значительного числа объектов его первой и второй очередей, а также затраченные государственные средства, государственный экспертный совет принял решение продолжить строительства комплекса как единого промышленного объекта. Специалисты посчитали, что ввод первого пускового комплекса второй очереди завода повысил гибкость технологических схем обеих очередей завода, что позволит эксплуатировать их без превышений предельно допустимых выбросов, так как в два раза увеличивалась мощность природоохранных объектов. Кроме того, ввод первого пускового комплекса второй очереди позволит более чем вдвое по сравнению с 1991 года увеличить объем выпускаемой продукции и получить необходимые средства для завершения реконструкции завода, а также строительства второй очереди.

Это решение стало настоящим прорывом и укрепило позиции предприятия. Конечно, понадобилось скрупулезно разработать проект реконструкции первой и

второй очередей комплекса, внести коррективы в технологические схемы, поменять оборудование — словом, провести колоссальную инженерно-техническую работу.

В 1996 году на промысле была запущена в эксплуатацию установка предварительной подготовки газа, а в следующем году — еще одна. Вместе с уже действующей эти три установки подали первое сырье на вторую очередь завода. Что характерно и уникально, по сути: вторая очередь комплекса продолжала строиться и одновременно выпускать товарную продукцию. В 2000 году завершились пусконаладочные работы на очередной установке предварительной подготовки газа, что ознаменовало окончание создания проектных мощностей в объеме добычи и предварительной подготовки 12 млрд м³ газа в год. В конце 2001 года предприятие впервые достигло рубежа добычи газа в 10,1 млрд м³ в год, выйдя на проектные мощности. В 2002 году с пуском в эксплуатацию восьмой технологической нитки вторая очередь Астраханского газового комплекса была принята в эксплуатацию. В то же время от идеи строительства третьей очереди предприятия пришлось отказаться в силу разных и вполне объяснимых причин [4].

Подводя итог всему вышесказанному, можно констатировать: начавшаяся в 1989 году реструктуризация Министерства газовой промышленности в государственный газовый концерн, а затем и в акционерное общество позволила сохранить газовую отрасль в целом и создать на ее основе международный газовый концерн. В этот период был сделан огромный рывок в области технологий контроля над состоянием окружающей среды, минимизации воздействия на ее компоненты, промышленной безопасности комплекса. Реформирование ПАО «Газпром» в 2000-х годах позволило оптимизировать структуру дочерних об-

Список литературы

1. *Афанасьев А.И.* Проблемы переработки астраханского газа // Газовая промышленность. 1983, № 11. — С. 11–12.
2. *Великанов Э.Б., Чуйков Ю.С.* О экологической обстановке в районе Астраханского газоконденсатного месторождения // Астраханский вестник экологического образования. 2014, № 14. — С. 192–200.
3. Газовый гигант Прикаспия // Газовая промышленность. 1987, № 10. — С. 22.
4. Единый промышленный объект // Пульс Аксарайска. 2014, 21 ноября.
5. Новый промышленный узел Поволжья // Газовая промышленность. 1984, № 9. — С. 2.
6. Проблемы переработки астраханского газа // Газовая промышленность. 1983, № 11. — С. 3.
7. *Седых А.Д.* История развития газовой отрасли. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008.
8. Широкие перспективы газовой химии // Газовая промышленность. 1981, № 3. — С. 3.

References

1. *Afanas'ev A.I.* Problems of processing of the Astrakhan gas // Gas industry. 1983, № 11. — P. 11–12.
2. *Giants E.B., Chuikov Yu.S.* About the environmental situation in the Astrakhan gas condensate field // Astrakhan Bulletin of ecological education. 2014, № 14. — P. 192–200.
3. Gas giant Caspian // Gas industry. 1987, № 10. — P. 22.
4. A single industrial facility // Pulse Aksaraysk. 2014, Nov. 21.
5. New industrial hub of the Volga region // the Gas industry. 1984, № 9. — P. 2.
6. Problems of processing of the Astrakhan gas // Gas industry. 1983, № 11. — P. 3.
7. *Gray A.D.* The History of gas industry development. M.: ООО «IDC Gazprom», 2008.
8. Broad prospects of gas chemistry // Gas industry. 1981, № 3. — P. 3.

